GESAMTBERICHT

ZWEITE WELTKRAFTKONFERENZ

TRANSACTIONS

SECOND WORLD POWER CONFERENCE

COMPTE RENDU

DEUXIÈME CONFÉRENCE MONDIALE DE L'ÉNERGIE

BERLIN 1930

BAND XV

Belastungsgebirge, Stromtarife und allgemeine Elektrizitätswirtschaft

Problems of Load Factor, Power Tariffs and Central Station Economics

Montagnes de charge, tarifs de distribution et économie électrique générale



VDI-VERLAG GMBH
BERLIN NW 7

BAND XV

INHALTVERZEICHNIS

TABLE OF CONTENTS

TABLE DES MATIÈRES

Section 3

Belastungsgebirge und Stromtarife
Three-Dimensional Load Models and Current Tariffs
Montagnes de charge et tarifs de distribution

Dir. H. Henney

Section 22

Einzelprobleme der Elektrizitätswirtschaft verschiedener Länder

Individual Problems of Power Supply in Different Countries

Différents problèmes relatifs à l'industrie électrique dans divers pays

Dr.-Ing. Adolph

Section 3

BELASTUNGSGEBIRGE UND STROMTARIFE

THREE-DIMENSIONAL LOAD MODELS AND CURRENT TARIFFS

MONTAGNES DE CHARGE ET TARIFS DE DISTRIBUTION

Vorsitzender Chairman Président

Dir. N. Traaholt (Norwegen)

Stellvertr. Vorsitzender Vice Chairman Vice-Président

Colonel J. P. Jackson (U. S. A.)

Beisitzer Assistant Assesseur

Prof. Dipl.-Ing. R. Schneider (Deutschland)

Generalberichterstatter General Reporter Rapporteur Général

Dir. H. Henney (Deutschland)

United States of America

Effect of Load Factor on the Cost of Production and Methods of Improving Load Factor

National Electric Light Association

George Harvey Jones

Foreword

During the last few years, the central station industry has given so much attention to the matter of load factor and its improvement that it might be well called "load factor minded". It is not, however, in the position described by Mark Twain when he said "people were continually talking about the weather, but were doing nothing about it", for much has been done to improve load factor. In fact, it is safe to say that the central station load factor has been doubled, and in many cases tripled during the last twenty-five years.

It is well known that the load factor problem is not one of our industry alone, but that it is common to practically every other industry as well. The slow capital turnover, however, of our business, as compared with other lines of endeavor, gives us greater reward for improvement in load factor than is possible with the majority of other classes of business.

This is evident from the following data which shows a range of capital turnover of 13.05 times a year for tobacco products, 10.47 for general merchandising, down to 2 times for the central station industry. In other words, the tobacco industry turns its capital over in less than a month's time, while it takes five years on the average to do the same thing in our business.

The figures in full are given in the following table:

Industry or Business	Turnover Rate
Tobacco Products	13.05
General Merchandising	10.47
Mail Order Merchandising	9.74
Slaughtering & Packing	9.62
Retail Chain Stores	8.96
Automobile Accessories	4.77
Drug Manufacturing & Distribution	4.70
Electrical Machinery	4.55
Autos and Trucks	2.95

Industry or Business	Turnover Rate
Cotton Goods Manufacturing	2.70
Machinery	2.32
Rubber & Tires	1.93
Explosives	1.79
Railway Equipment	1.43
Leather Manufacturing	1.28
Chemical Products	1.24
Copper Mining, Smelting & Mfg.	1.21
Sugar Production	1.11
Paper	1.01
Lead Production	0.75
Petroleum Oil Companies	0.75
Iron and Steel	0.70
Coal: Anthracite	0.57
Coal: Bituminous	0.34
Ice Companies	0.47
Central Station Industry	0.20

In the early stages of our industry practically the entire output was used for lighting purposes, creating a high maximum demand for a short portion of the day and resulting in a very inadequate use of investment which was thus standing idle the greater part of the time.

The conclusion was soon reached that to rectify this situation, inducements must be offered to encourage the use of electricity during other portions of the day, and consequently lower rates were offered for power business which would have a greater diversity of use with a resultant low simultaneous demand. This pioneering was followed by scientific studies resulting in the development of rate structures which would be conducive to the widest use of electric service. The statistics of the business show remarkable achievement and offer great encouragement for further intensive work. This is especially necessary in view of the greatly increased per kilowatt capital cost of generating and distributing systems during the last decade.

While, as stated in the above, improved load factor tends principally to reduce fixed charges per kilowatt hour of output, it also tends to reduce operating costs per unit of output, which, of course, is a further inducement; hence the study of load factor is singularly important.

While our industry will as a whole operate under a good load factor if it fulfills its obligation and privilege of supplying all the lighting and power requirements of the community which it serves, yet it has the further duty of fostering the development of new processes wherein electricity can be used to the advantage of both the general public and the supply company. Of course, it is perfectly obvious that a high load factor should not be secured by means that will not result in a reasonable overall return to the company.

Effect of Load Factor on the Cost of Production

About 35 or 40 % of the investment of the average central station is in generating equipment and about an equal percentage is required for transmission and distribution purposes.

In studies showing effect of load factor, what really should be considered is capacity factor and in the treatment of this paper they are assumed to be identical, that is: a system load factor of 100 % would be taken as meaning that the total capacity is in use every hour of the year. Of course, this is an impossible condition as reserves must be maintained as insurance against breakdowns and also to permit of the periodical shutdowm of equipment for maintenance purposes.

A study of Fig. 1 will show the unit cost of fixed charges and operating charges for a large steam driven electric generating station recently put into service. In this particular installation powdered coal was used. The use of chain grates and bank fires would have resulted in higher fuel cost at low load factor.

Fig. 2 shows similar data for another modern generating station — Powerton Plant, Powerton, Ill.

Fig. 3 shows the estimated cost data as affected by capacity factor for another large plant not yet built.

It is interesting to note on the curve that whereas the most economical fuel rate was at a 70 % load factor, the total cost per unit is much lower at a 90 % load factor due to the predominating effect of the greatly reduced fixed charges per unit at the higher load factor.

The generating equipment in the particular station shown by this curve was designed with a very flat water rate curve as is evident from the curve of B.T.U. per kilowatt hour.

The fuel cost is a direct function of plant economy at various loads and comprises the larger part of the so-called operating charges. The cost of labor per kilowatt hour of output decreases as the total output increases, since the total labor cost per month is about the same regardless as to whether the plant is running at a 30 % load factor or at 90 % load factor.

The curve showing maintenance cost is practically a straight line, though we would expect it to rise a little with increase in load factor.

The cost of supplies, such as oil, waste, etc., decreases somewhat as the capacity factor increases, but this item is so small that it does not affect the final cost to any appreciable extent.

In the curves, general office overhead is not shown separately as it is very small in amount and follows the trend of the labor cost.

Another interesting fact to be brought out in these curves is that below a load factor of 75 % the fixed charges amount to more than fuel cost.

Finally, it is apparent from an inspection of the curves that the fixed charges exert a predominating influence on the total cost so that the two curves are almost parallel.

Fig. 4 shows this same condition in a different way. In this particular case the capacity of the plant was 30,000 kilowatts and the unit cost of production in mills is shown for various loadings. The variation is

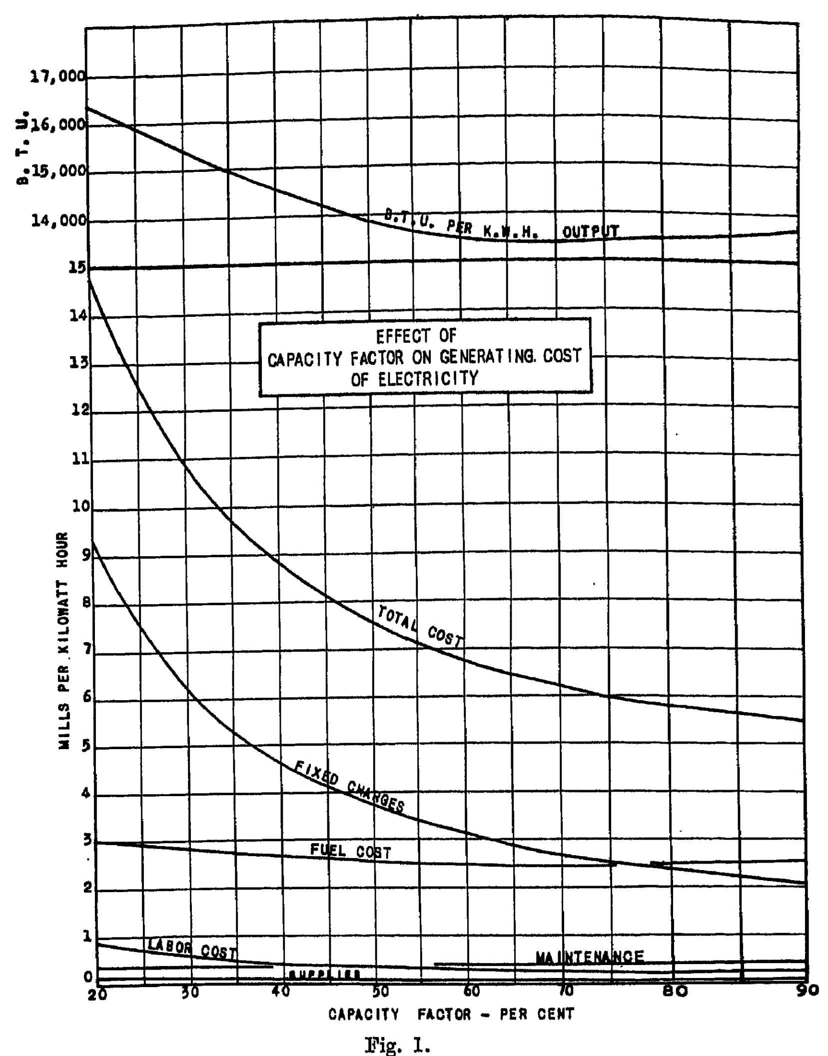


Fig. 1.

remarkable. For instance, the variation between a 30% and 100% load factor at the full load of the station is 160%. While this is an extreme example, it shows a very wide range in values.

The variation in B.T.U. per kilowatt hour with capacity or load factor depends upon several items:

1st. The steam rate, or, more accurately, the heat rate of the turbine at various loads.

2 nd. The number of the turbines in the plant, as the distribution of the load between the various machines available depends upon the number and size of those machines.

3rd. The type of auxiliary equipment installed in the plant.

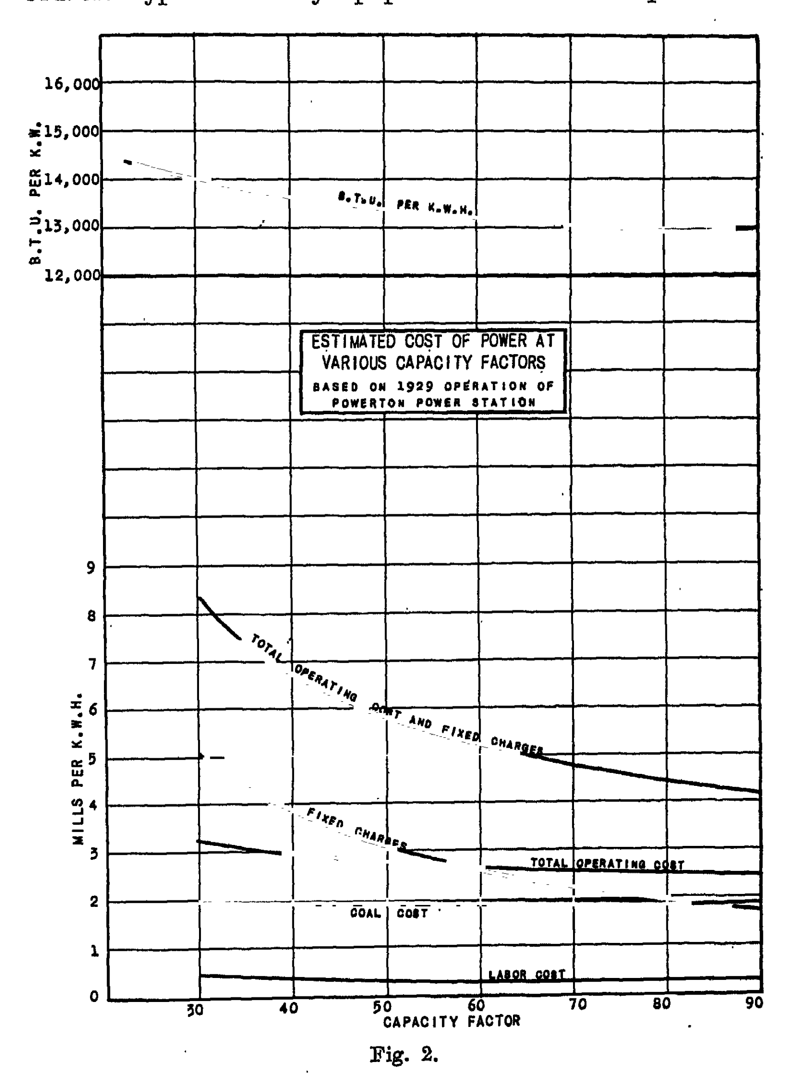


Fig. 2.

The sharp decline of the curve of total cost from 15 to 6.75 mills per kilowatt hour (Fig. 1) between 20 % and 90 % capacity factor is the driving force behind all efforts towards load factor improvement.

Transmission and distribution costs will similarly change with the change in load factor. Here again the fixed charges per unit of output is the predominating factor. There is, of course, no fuel cost considered

and labor costs are practically constant. Maintenance cost and line losses increase somewhat with increased output, but these costs are a negligible factor in the total cost.

Methods of Improving Load Factor

A survey of the operating conditions of central station systems in different parts of the country will show a considerable variation in load

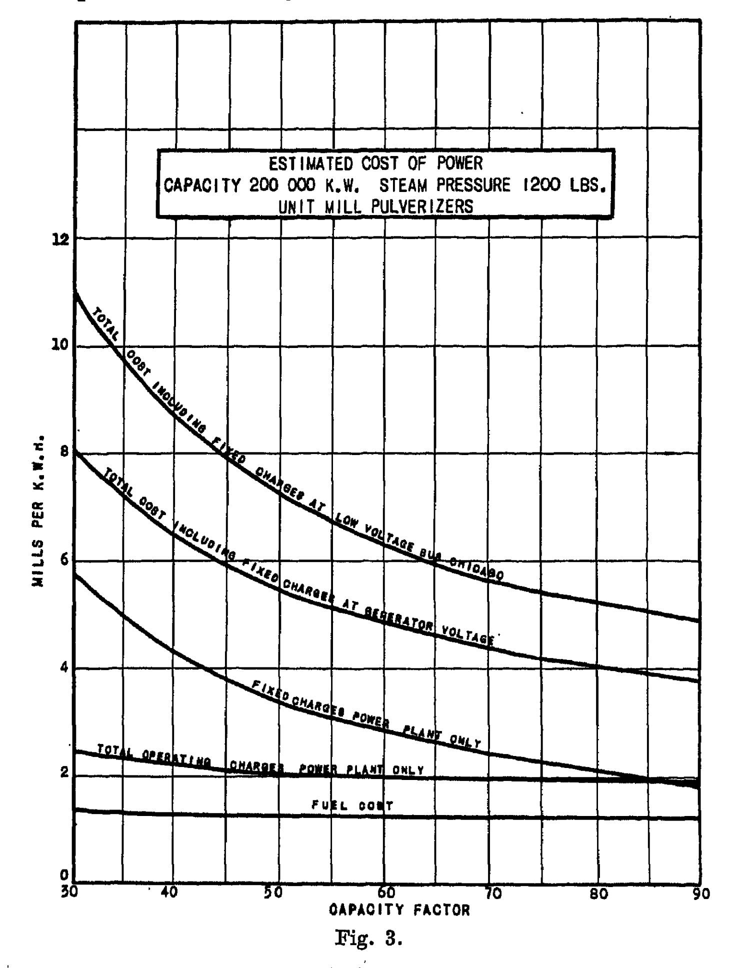


Fig. 3.

factor. This may be due to the presence of high load factor industries of magnitude in certain areas, or, on the other hand, in certain cases it may be due to under development of the territories in which the utilities operate.

It should also be stated that the problems of load factor improvement are not always comparable for any two companies since the industrial setup of the two territories may be entirely different.

A recent study of 115 of the large central stations in the United States shows that 82 % of them had peaks occurring in the late fall, 54 % in December, and 35 % in the week immediately preceding Christmas.

In general, a company's load factor is inherently a reflection of the habits, customs, work and play of the community it serves.

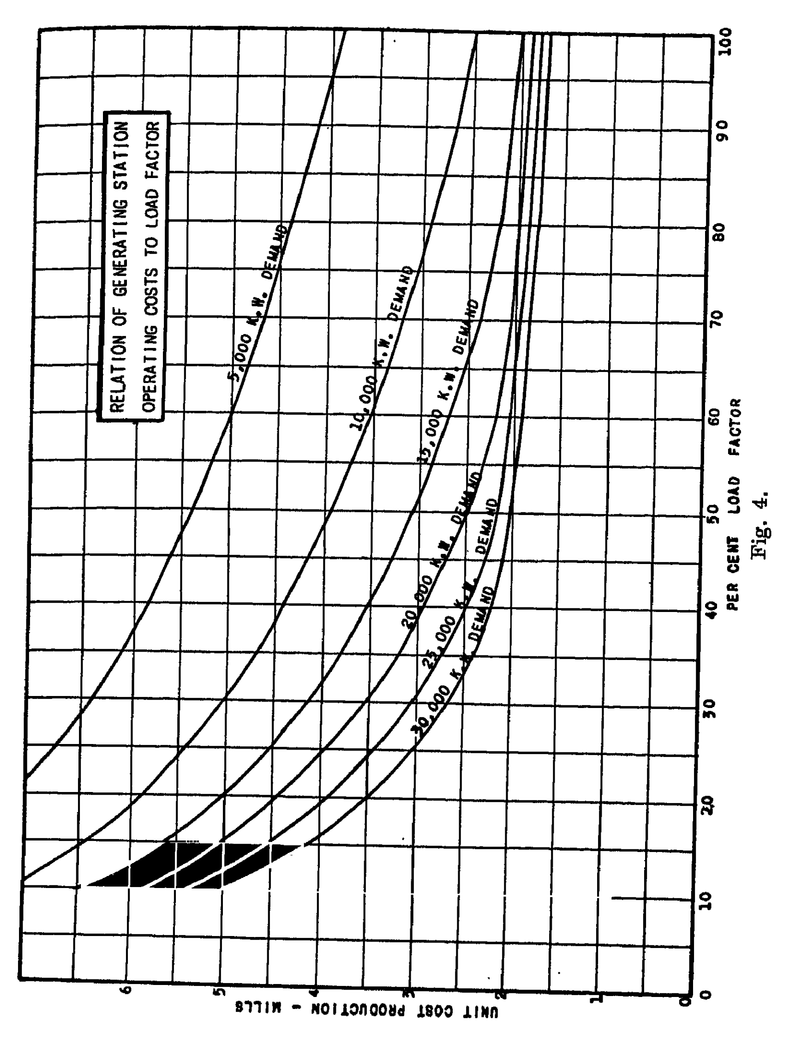


Fig. 4.

In Fig. 5 is shown a composite load curve for December 29, 1928, which was the date of maximum load for the industry in the United States. This curve shows the maximum demand as occurring between 4:00 and 6:00 p.m. and undoubtedly a large majority of the individual curves from which this composite was compiled shows the maximum demand as occurring at that same time. It is apparent, therefore,

that the increased use of elctricity at times other than this will improve general load factor.

At the present time it is felt that a system load factor of around 75 % is about as high as can be economically served, bearing in mind the assumption that for the purposes of this paper the terms load factor and capacity factor are synonymous.

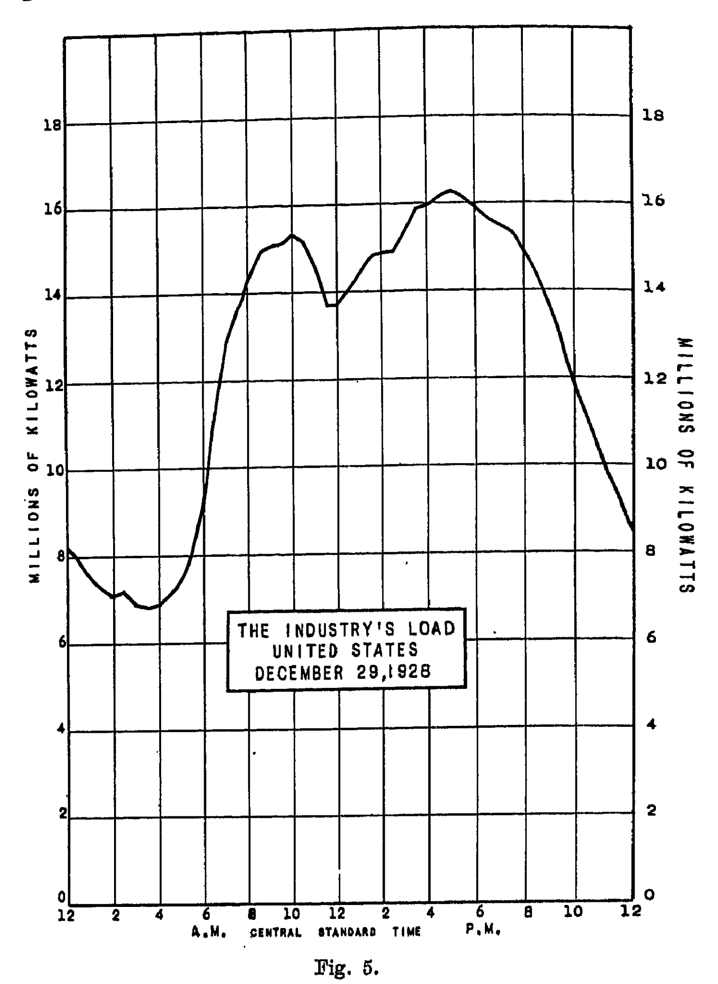


Fig. 5.

The reasonableness of this limit is obvious when you take into account the fact that it is necessary to maintain reserve for breakdowns and also to provide additional capacity required to enable shutdowns of equipment for inspection and repairs. With interconnecting systems, however, individual generating units can pool their reserve capacity for the benefit of all, thus making it possible for each station to maintain

a minimum of reserve capacity, giving them the ability to operate at a very high load factor, if such a load condition is possible to secure.

One estimate of the ultimate load curve of the industry, considering the complete development and saturation of all present available business, shows a final load factor of 76.8 %. This leaves considerable room for improvement in most of our generating systems.

Much thought has been given to the problem of load factor improvement. In general, results can be accomplished by:

1st. Increasing the hours of use of present customers.

2nd. The addition of new uses having considerable diversity with the present load.

3rd. Increasing the diversity of use of present customers by means of specially developed rate schedules.

As a general economic principle, it is much better to secure an increase in station load factor by developing a great variety of uses of electric service in any given community rather than to have the principal part of the load made up of a relatively small number of large customers each operating on a very high load factor basis.

Loads for Load Factor Building

While this paper will make no attempt to completely catalogue the many kinds of load that may advantageously be developed to improve load factor, yet a few examples will be given of fields now being exploited in the United States for the purpose of improving load factor.

Homes

Strange as it may seem, one of the most fertile fields lies at our very door, or rather within our doors, as I refer to our homes. When the possibility of the home becoming a major source of revenue was first emphasized a few years ago, the idea was probably discounted in many quarters as the tendency at that time was to look to the large industries for the great development of our business. It is now believed however, that probably the domestic load offers the greatest possibilities for increasing revenue and improving load factor with the smallest increase in investment per unit added. It is apparent that, involving, as it does, millions of installations, even a small increase in each home will result in large figures in the aggregate.

In the past it has been all too common to accept customers without any study as to whether or not they were properly equipped to use service to the best advantage. This is being rectified by nation wide movements such as the "Red Seal" plan in the United States and Canada, and while this plan has been in operation but a comparatively short time, the results are highly gratifying, as shown by the following tabulation:

	kWh Per Month	
	Red Seal	Non Red Seal
Minneapolis	104	39
Toronto	276	92
Buffalo	142	111
Niagara District	203	149

While the industry has been very active in developing useful and dependable appliances for domestic use, United States census figures show that the sale of appliances has not kept up with the increase in wired homes or with the increase in energy sold.

A recent survey of 5000 homes in Chicago gives some interesting data on this subject. These homes were not taken in any single section of the city, but were taken from different locations so as to give a representative picture of present conditions.

Appliances in Use in Chicago
1930

	Annual kWh Per Appliance	Percent Saturation	Percent in Regular Use
Washer	25	35	93
Vacuum Cleaner	30	87	98
Ironer	100	06	98
Refrigerator	800	10	99
Flat Iron	72	96	99
Toaster	37	36	86
Percolator	42	16	62
Sewing Machine	17	11	88
Radio	20	54	99.5
Fan	16	13	81
Heater	42	10	70
Kitchen Ventilator	50	01	97
Table Stove	37	02	43
Waffle Iron	30	08	74
Heating Pad	16	06	80
Curling Iron	25	04	51
Hair Dryer	25	01	73
Vibrator	10	01	73
Charger	20	04	90
Ultra Violet Lamp	30	01	64
Fire Place	40	01	71
Clock	50	01	96

There were found to be approximately 4 appliances per domestic customer in use in the homes covered by this survey.

Of all the household appliances, the electric refrigerator and oil burner give the greatest load to the central station. The oil burner motor is a winter load, but operates at very satisfactory load and diversity factors. Each of these appliances will contribute about 400 kWh per annum to the customer's load. There are at present over 1,200,000 refrigerators

in use in this country using approximately 500,000,000 kWh per year. If 500,000 machines could be sold annually 200,000,000 kWh per year would be added from this source alone. Fig. 6 shows the four year average monthly use of energy for household electric refrigeration and illustrates its wonderful qualities for load factor improvement.

There are over 500,000 oil burners now in use in this country, each driven by a motor the average size of which is $^1/_6$ HP. The simultaneous peak load of these motors is between 6:00 and 8:00 a. m. The daily load factor is quite high and the annual load factor will range from 17 to 25 %. Recent figures for several cities are as follows:

	Number of Burners	Average Annual kWh
Detroit	205	258
Philadelphia	301	424
Kansas City	21	194
Minneapolis	35	386
New York	—	329
General	—	456

There can be no doubt as to the value of an aggressive policy of appliance sales in promoting better load factor.

Hot Water Heating

The heating of water by electricity for domestic purposes is considered by many to be one of the most profitable kinds of business to develop and one containing large possibilities for load factor improvement. The necessary equipment is now available and past the experimental stage. Some companies have standardized on a split heat unit of 500 to 1000 watts and operated on 110 volts. This does away with expensive switch and load limiting devices. An average consumption of 40 gallons of hot water per day per family would require a monthly use of 360 kWh. The 500 watt element is operating continuously and the 1000 watt element carries the peaks. The average is a load factor better than 75 %, in comparison with range load, for example, with an average monthly load factor of 15—20 %.

House Heating

Electric light was at one time considered the sole, or, at least, primary use of electrical energy. It is interesting to note, however, that the charters of even the earliest central station companies provided for the use of electricity for light, heat and power purposes. We are all familiar with the wide use to which electricity has been put for lighting and general power purposes, and many of us are acquainted with the very wide and successful use to which it is being put in electric furnace and heat treatment work. Rather recently the field of house heating has been invaded even in sections of the country where electricity is produced

by steam driven prime movers. The economies of any particular situation must be studied to determine whether this use of electric energy will meet the competition of other forms of fuel.

It is gratifying to know, however, that equipment is available making it possible to utilize electricity for this purpose on an off-peak basis.

Up to three years ago, there was not much published in technical magazines on the subject of thermal electric heat storage. Each succeeding year, however, shows an increasing number of writers who relate experiences in this field of electric heat application.

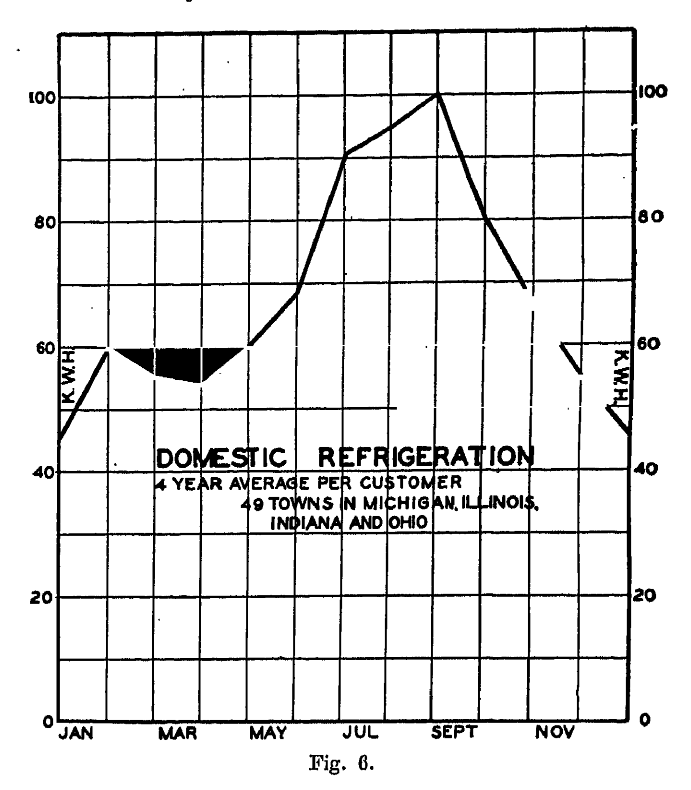


Fig. 6.

Thermal storage of electric heat has been commercially adopted in Switzerland, England, Germany, Sweden, France and Italy as well as in the United States. Switzerland was perhaps the first country in which electric light and power companies adopted and advocated electric thermal storage for home and office. The result of this activity is best emphasized by figures from a town in Switzerland where the load factor has improved from 29 % in 1910 to about 70 % in 1928[1]. Fig. 7 compares the daily load curve of a city in Switzerland and one in the central part of the United States.

[1] Electrical World, Jan. 2, 1929.

England has done a considerable amount of work in the field of large building heating. One installation, the Carliol House, has a connected load of two 1200 kilowatt boilers. These units use an electrode type generator and are supplied directly from a 6000 volt three-phase distribution system. In Italy an outstanding installation of large

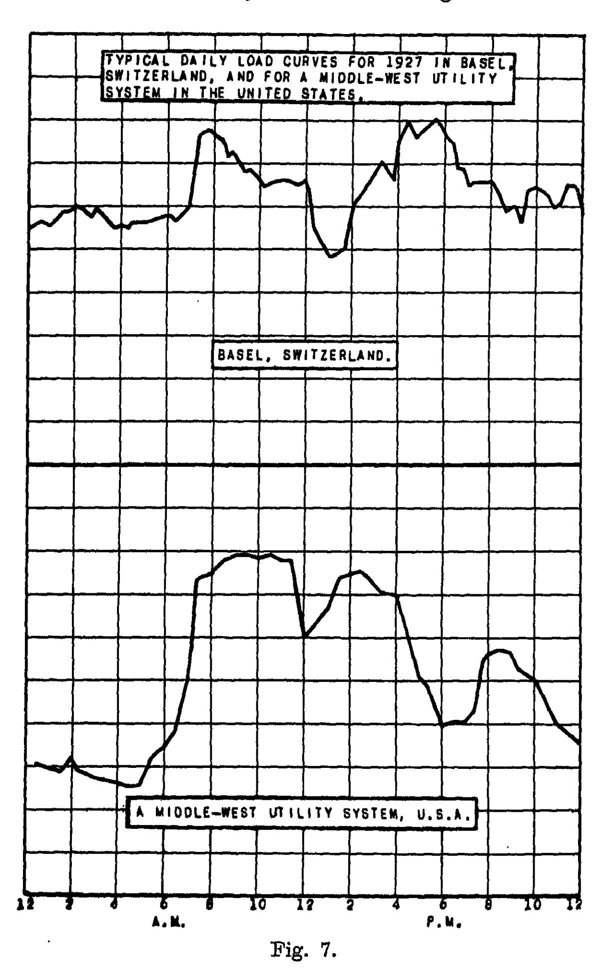


Fig. 7.

capacity is the Banca Commerciale Italiana di Roma, a building with a total volume of 1,175,000 cu. ft., storing electrical heat energy from 11:00 p.m. to 7:00 a.m.

In the United States, practically all thermal storage heating systems have been confined to house heating, although some electric light and power companies have installed storage systems for substations and small office buildings. In experiments near Pittsburgh, Pa., during 1927 and 1928, a semi off-peak storage system for house heating was

used. This semi storage system supplied 68.5 % of the heat requirements from 9:00 p.m. to 6:00 a.m. During the season of 1927—28 an experimental off-peak storage system was installed in a Ft. Wayne, Ind., home. This system used water as the storage medium. The success of this installation resulted in the heating of eighteen homes in Ft. Wayne

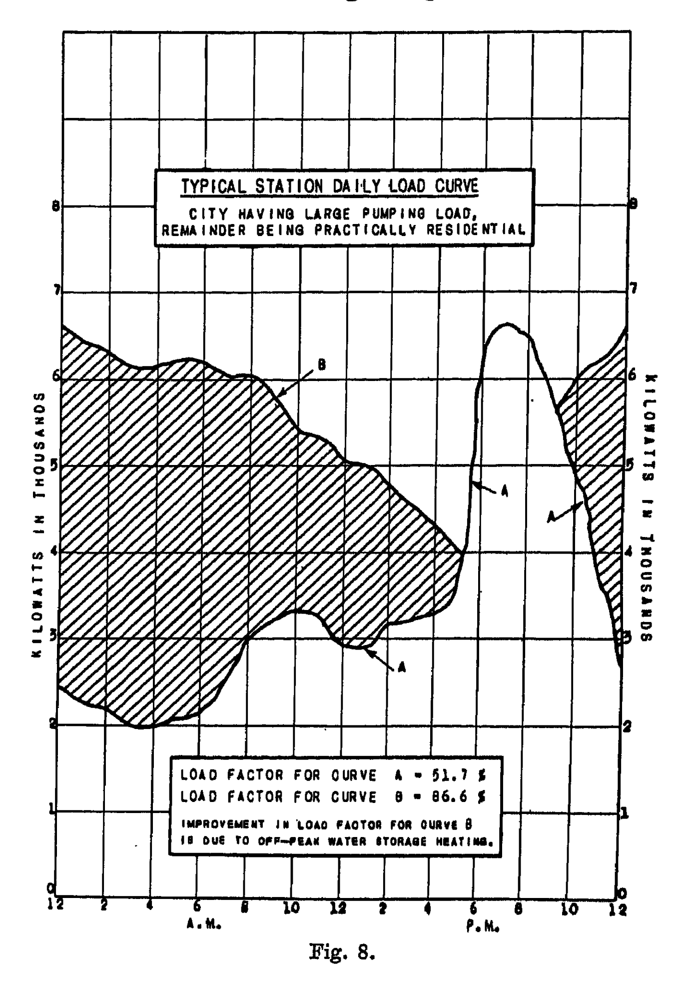


Fig. 8.

during the following heating season. These systems were all 100 % off-peak thermal plants. They were installed in homes varying from 9,130 to 44,840 cu.ft., of volume and figures available indicate a variation of from 13,900 to 122,310 kilowatt hours for the 1928—29 heating season[2].

These heating systems have materially improved the load factor in the above town, as is indicated by Fig. 8. Although this chart is not

[2] Electrical World, June 1, 1929.

an exact reproduction of load conditions due to the small number of installations, it gives some idea of what would result were the present installations increased to a point where the central station company's off-peak period was practically filled.

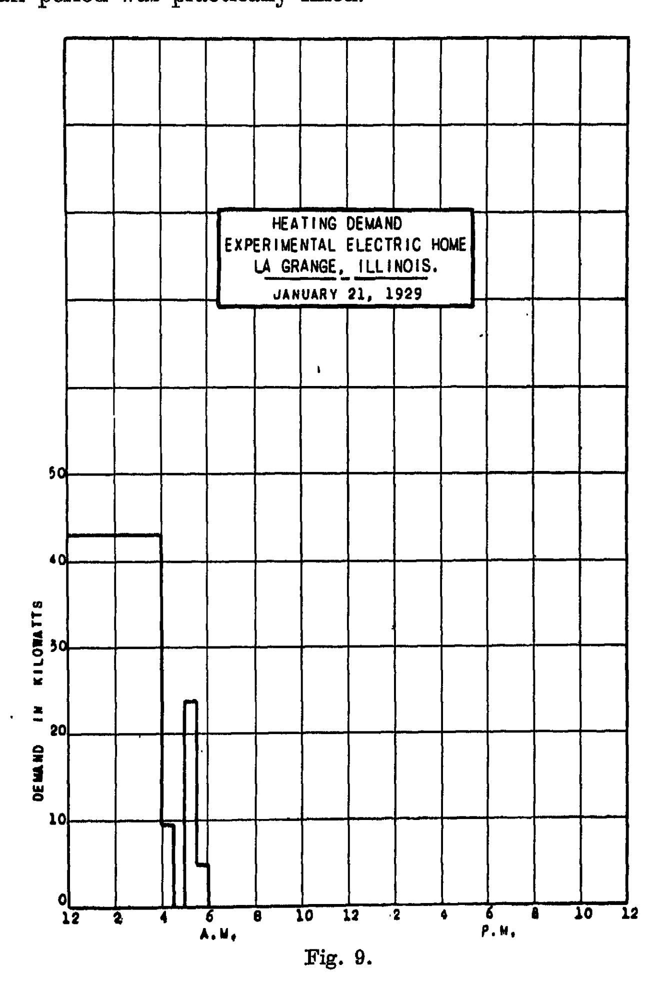


Fig. 9.

Recently an experimental unit using off-peak thermal storage was installed and operated near Chicago, Ill. During the 1928—29 heating season, this house used approximately 34,000 kilowatt hours, all heat being stored during the period from 12 :00 m. to 6 :00 a. m. This house has a total volume, including the basement, of 19,100 cu.ft. A load curve showing the time of occurrence of this off-peak heating load is shown on Fig. 9. Fig. 10 shows what would result to the system load curve of the electric utility company serving this territory were the number of house heating installations increased to one thousand.

The success of the above experimental installations has demonstrated the fact that electricity is practicable for house heating where off-peak electric service at low rates is available. A company has been organized in the United States to promote and sell thermal storage type

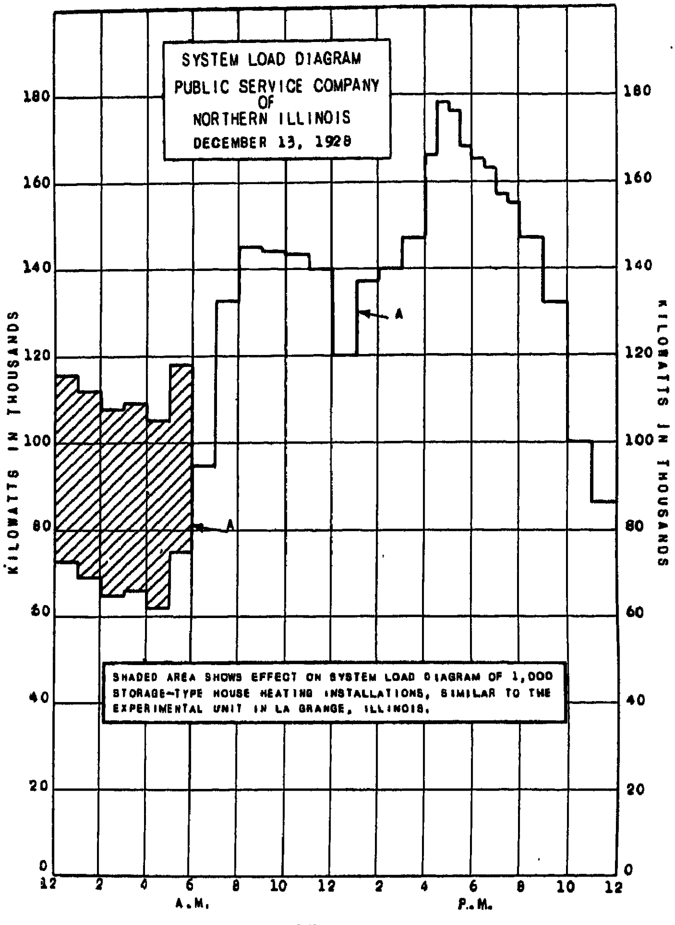


Fig. 10.

electric house heating equipment. Several central stations have established off-peak rate schedules to supply the house heating load and there appears to be a considerable future for this type of business.

The volume of off-peak storage heating will undoubtedly be somewhat limited in territories where the utility company already has a high load factor; also climatic conditions will limit the use of these systems. This is brought out by the fact that it has been found to be feasible to heat homes with electricity at a rate of three cents per kilowatt hour when the outside temperature is above 60 deg. F. Below that temperature

other heating systems have a sufficient advantage in operating cost to offset the advantages of electric operation.

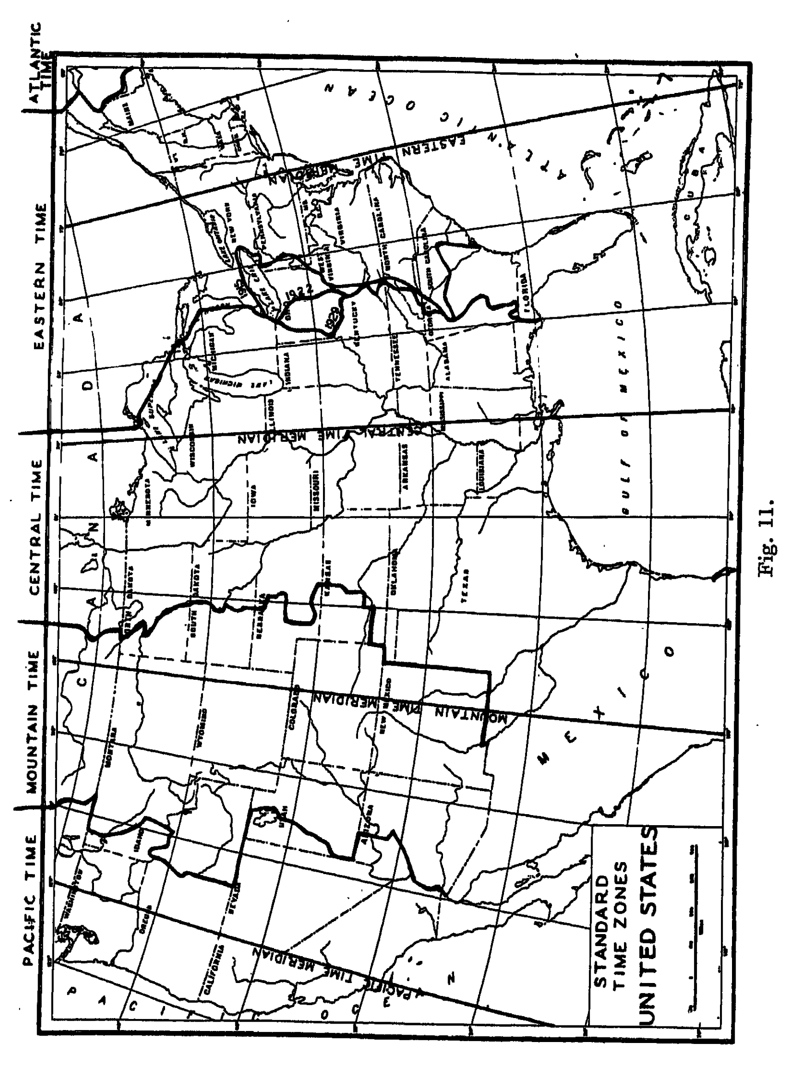


Fig. 11.

Daylight Saving

A great many cities throughout the United States have passed laws moving the clock forward an hour during the summer months, thus securing what is generally termed "Daylight Saving". This has resulted in a considerable loss in kilowatt hour sales to the Utility Companies, and it has been conservatively estimated that this loss amounts to about 2 % of the general business. It is possible to turn this loss into a net gain to the central station if this daylight saving is extended throughout the

year. In this manner there would be a normal saving in capacity of about 5 %, or, for the entire country, about 1,350,000 kilowatts.

There are many ways in which the benefit of daylight saving can be made to accrue to the central station company. For instance, the

Detroit Edison Company
Load curves for the days of maximum load 1913—1924
(Plotted in percentages of peak load)

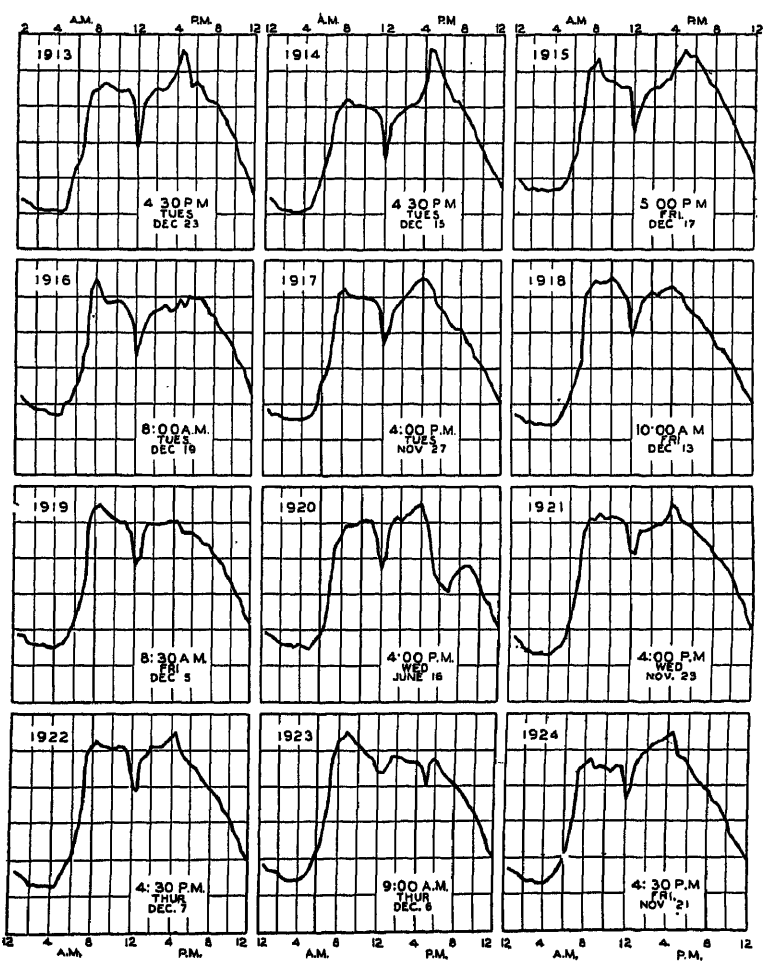


Fig. 12.

building trades have for years started early and stopped their day early. This custom can be encouraged among other industries.

During recent years the large trunk line railroads have extended early time further westward, as shown in Fig. 11. For example, Eastern

Standard time has been moved from Buffalo and Pittsburgh as far westward as Toledo and Lima, Ohio, and Garrett, Ind., thus giving the central stations operating in this territory the benefit of an hour earlier time. Detroit has been benefited very greatly by this change, having adopted Eastern Standard time in 1915 after nine years of agitation.

Fig. 12 shows the annual peak day load curves for the Detroit Edison Company. It can be readily seen that for 1913 and 1914 the load curves

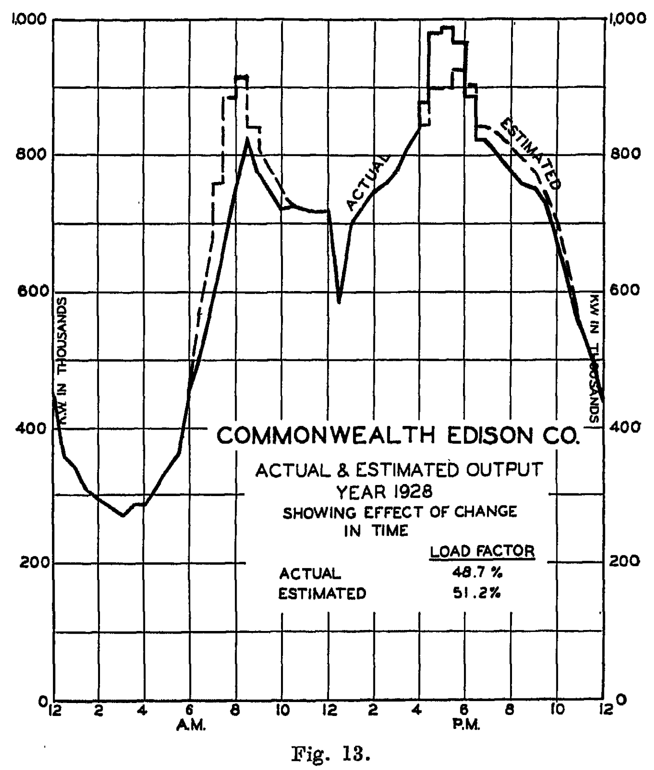


Fig. 13.

have about the same shape, but that in 1915, after the change to Eastern Standard time, the curve has taken a decidedly different shape. A pronounced morning peak can be observed while the evening peak has been relatively reduced.

In estimating the peak day load curve for the Commonwealth Edison Company, it was necessary to break down the total curve into three parts, namely — the light, power and railway loads. The lighting load of the company is, of course, affected more than any other load. Instead of having the lighting peak coincident with the railway peak, the substitution of a light hour for a dark hour of artificial light will tend to reduce the usual peak between the hour of five and six in the evening. Fig. 13 shows the estimated load curve as a result of these changes. The reduction in the evening peak is 70,000 kilowatts and the improve-

ment in load factor is from 48.7 to 51.2 %. No loss in kilowatt hours, of course, is sustained as this has already been absorbed, due to the fact that Chicago already has daylight saving time. The Detroit load factor improved from 43.9 % to 45.4 %. Fig. 14 shows the maximum

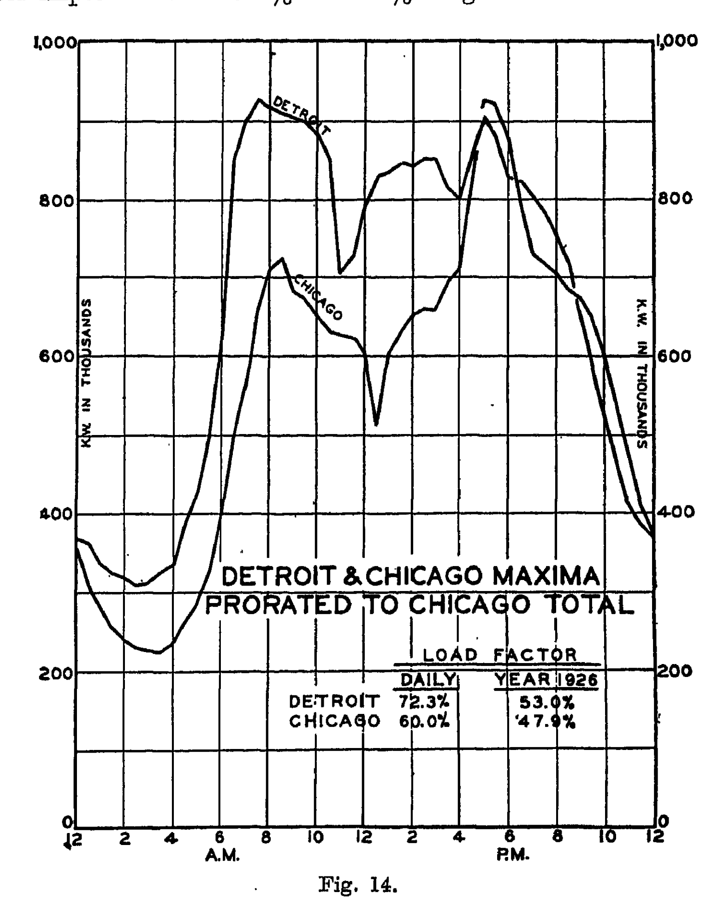


Fig. 14.

winters day load curves of the Detroit and Chicago companies prorated to the same maximum for comparison.

With the present and coming interconnections, companies operating near the line of time change can obtain the full benefits of the diversity caused by this hour's difference in time and thereby quite materially improve their load factor.

Air Conditioning

Air conditioning is the attainment, by mechanical means, of air of any predetermined condition of purity, temperature and relative humidity. This may necessitate filtration, washing, heating, refrigeration, humidification or dehydration, according to the quality of air desired.

In the industrial fields, air conditioning is used for thousands of purposes, chief of which is low temperature drying or the prevention of moisture absorption. However, many industries find a high relative humidity admirably suited to their manufacturing processes, and use air conditioning with this end in view.

The prospect for future load in the field of industrial air conditioning is enormous. However, with the exception of air conditioning installations in storage or long cycle process, the characteristics of this load correspond very closely to the average industrial load, and will

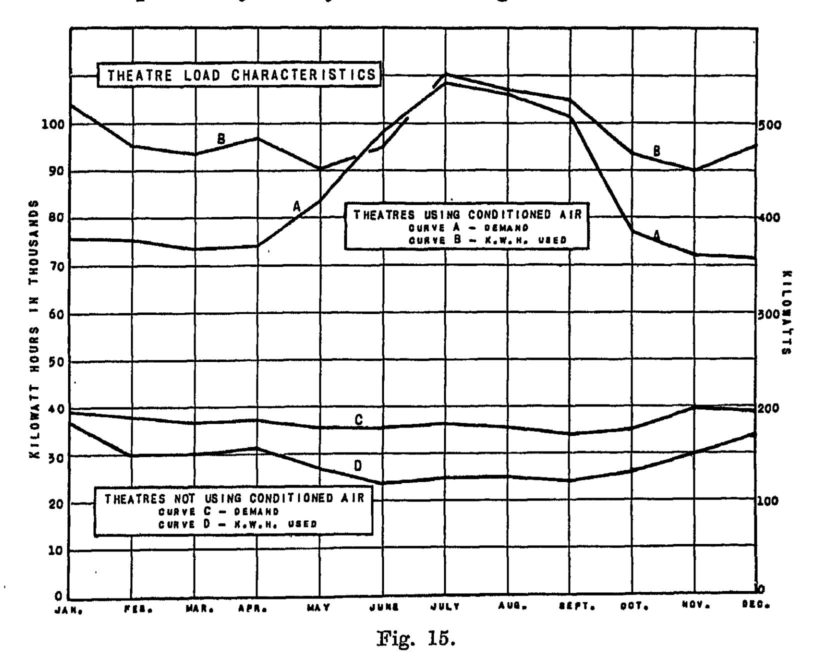


Fig. 15.

not to any appreciable degree effect system load factor. It is a question as to whether this load can be rearranged or shifted. In the case of air conditioning for long cycle processes, such as in the artificial silk industry or cotton mills, the power use is practically constant throughout the day with a load factor of approximately 90 %.

Analysis of monthly load records of theatres that are not equipped with air conditioning apparatus shows that month by month this type of business follows rather closely the system load with the greatest use of energy in winter and, in many cases, a complete cessation of operations in summer. In instances where the business is carried on through the hot months, the load factor is very poor.

In contrast to this type of business, modern theatres equipped with air conditioning apparatus have a load in the summer months which far surpasses both in maximum demand and kilowatt hours the load in the normal months of system peak. (Fig. 15.) This summer load,

while admittedly of rather average load factor, is nevertheless very desirable from the central station point of view, as it occasions no additional station investment.

A more recent development in the field of air conditioning for comfort and personal efficiency is that of department stores. Institutions, such as Macy's in New York City and Hudson's in Detroit, have equipment for completely conditioning sections of their establishments; and the Fair store in Chicago has one entire floor supplied with conditioned air. Among recent installations should be included that of the Electric Shop and the Northern Trust Bank, both in Chicago.

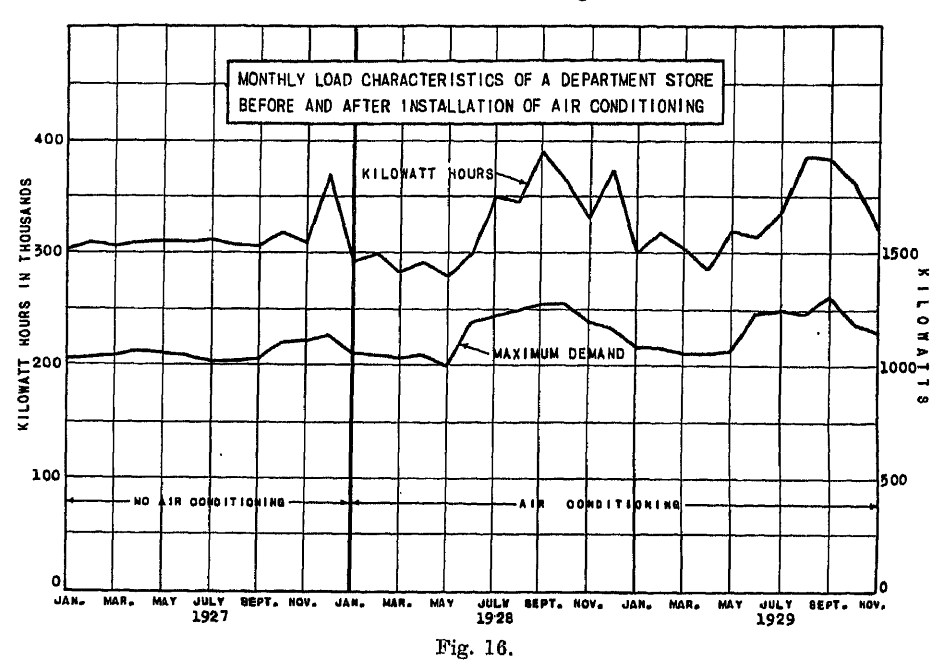


Fig. 16.

Analysis of the load record of the Fair (Fig. 16) for a three year period, shows the first year with fairly constant load month by month with a high peak in December, the second year air conditioning was installed. There was no appreciable change in load characteristics until July, when there was a sharp increase in the demand and kilowatt hours, reaching a peak in September considerably higher than the previous December maximum demand and kilowatt hours used. The last year, 1929, presents practically the same picture as the previous year. These facts demonstrate conclusively the very desirable characteristics of the air conditioning business.

A new phase of air conditioning that is attracting attention at this time is that of public buildings. The Milan building in San Antonio, Armour & Company's office building in Chicago, and several buildings in Detroit and New York are completely conditioned throughout the year.

Curves shown in Fig. 17 and 18 indicate the effect of air conditioning on the maximum demand and kilowatt hours used for an office building in Chicago. It is evident that these curves show very similar conditions to that for the department store discussed above.

Air conditioning has been installed in restaurants, hotel lobbies, public halls, etc., and in each place has considerably increased the summer maximum demand of the installation as well as the kilowatt hours used.

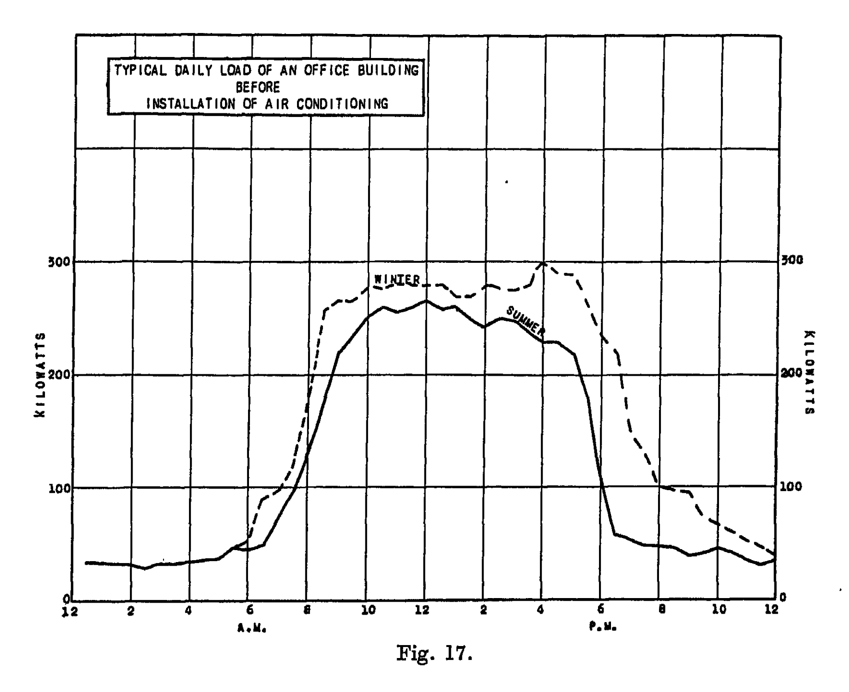


Fig. 17.

In every case analyzed, air conditioning has changed the month of maximum demand from winter to summer and has considerably increased the demand of the installation. The kilowatt hour usage, while not in direct proportion to the increase in maximum demand, has averaged between 500 and 750 hours per season per kilowatt of demand. However, this class of business is far more desirable than would appear on first analysis as the diversity between the usual maximum demand in winter and the new maximum appearing in summer improves the annual load factor, even though the monthly load factor of the customer may be lowered during the hot season due to variable climatic conditions.

Rural Service

Agriculture, as an industry, is probably the poorest of all industries for load factor conditions. The farms of this country use over sixteen billion horsepower hours annually at an average load factor of 4 %.

However, the farm power load has a considerable diversity with the ordinary urban load. In the western states particularly, where large blocks of power are required for irrigation and drainage purposes, the summer valley in the load curves of central stations has been substantially filled, resulting in yearly load factors of over 75 %.

Over the country in general, electricity does not hope to supply a large part of the farm power requirements. Profitable rural loads are being developed through uses in and around the farm home and barn.

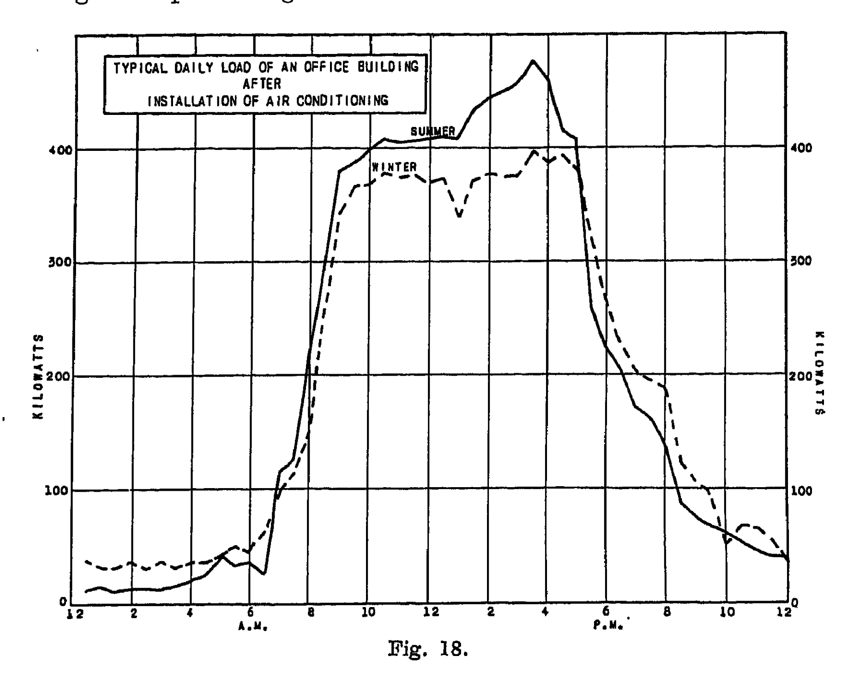


Fig. 18.

Fig. 19 shows the daily load curve of a rural line extension. It is evident that the morning peak comes earlier and the evening peak later than those in the city. In Fig. 20 the average monthly kilowatt hours used by over 3,000 farm customers in a dairy district is shown. The maximum use of service is in September, again indicating the desirable diversity of this load.

Until the use of electricity spreads over a larger percentage of the farms and the use of energy increases beyond the ordinary household appliances, the rural load will make little or no impression upon the loads of supplying systems.

Railway Loads

Street railway loads in general have a load factor of around 35 % and the evening peak is very nearly coincident with the total system peak. This is particularly true in the larger cities, such as New York and Chicago.

Electrified steam railways, however, present an entirely different picture. The suburban business of the Illinois Central Railroad around Chicago, amounting to about 22,000 kilowatts, is now on the Commonwealth Edison Company's system at about 35 % monthly load factor. Though passenger service will have a somewhat higher load factor and

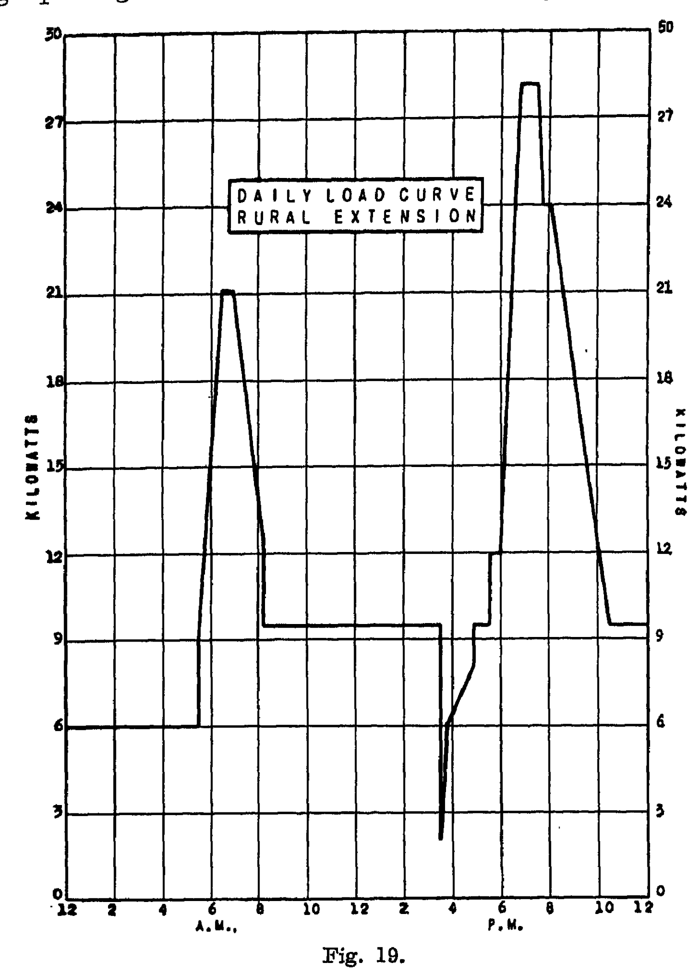


Fig. 19.

the freight business in the Chicago area (not electrified as yet) operates at a load factor upwards of 65 %. The following tabulation gives the estimated total electrified steam railway load in the city of Chicago and shows that the freight, suburban passenger and through passenger loads combined have a daily load factor of 68 %.

The Illinois Central Railroad, the only steam railway in the Chicago District thus far electrified, has increased its suburban railway business by about 20 % since the road was electrified.

	Chicago Terminal District			
	Coincident Demand	Non-coincident Demand	Daily Load Factor	Maximum Day kWh
Freight Service	36,400	64,000	64	983,000
Suburban Passenger . . .	44,200	44,200	37	392,000
Through Passenger	30,000	43,000	40	413,000
	110,600	151,200	68	1,788,000

At the end of 1928 there were in the United States twenty railroads having some part of the system electrified, the electrified portions of these roads comprising over 1,866 miles of route and including 4,282 miles of all track — main line, yard and side tracks. These electrifications used in that year about 1,650,000,000 kWh of electrical energy.

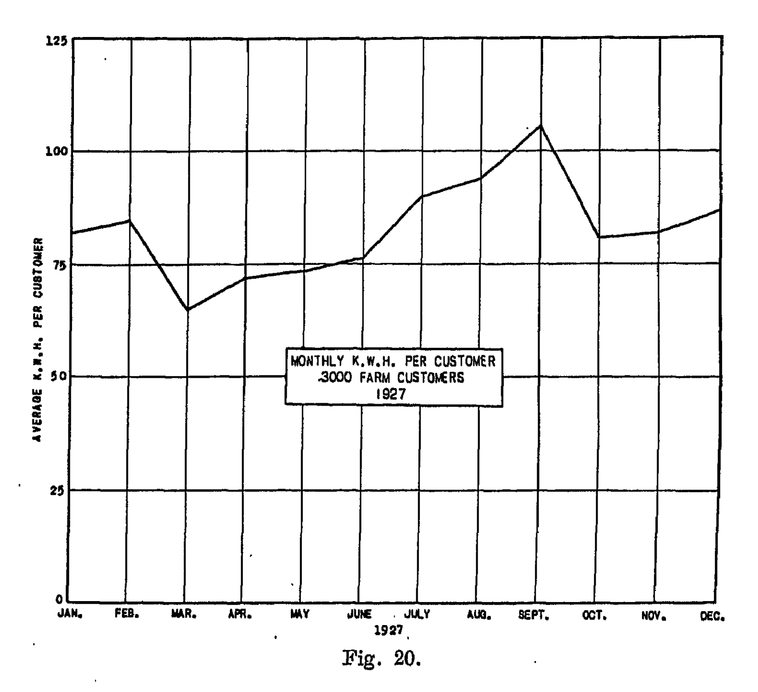


Fig. 20.

Looking at the future of the United States development, there are now several electrifications being made involving 500 miles of route and 1,700 miles of all tracks. These will be completed between 1931 and 1936. An equal amount is now under consideration and some part will undoubtedly be authorized. Assuming that all this work is undertaken, it will probably be finished within this decade or shortly afterwards, at which time we may anticipate that the requirements for railroad electrification will be increased by 2,000,000,000 kWh over the 1928 figure, and the total will then be approximately 3,650,000,000 kWh without

any allowance for the growth of traffic on existing electrifications. With the total just stated and an average load factor estimated at 35 %, the aggregate demands of the individual electrifications will total approximately 1,200,000 kilowatts.

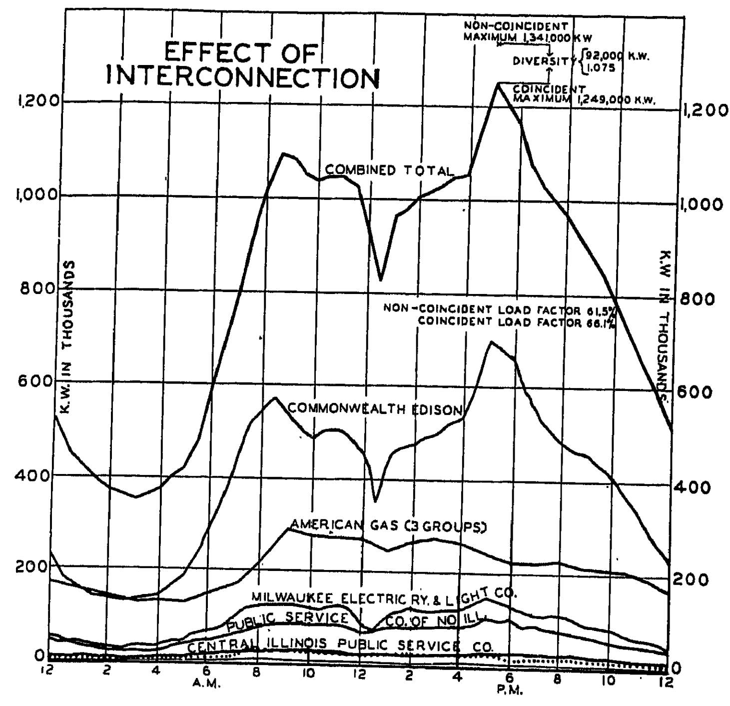


Fig. 21.

Interconnection

Interconnection with other electricity supply companies in adjoining territories is certain to improve load factor and is an important item that should not be overlooked by central station companies. The diversity between the companies operating in the Chicago district varies from 9,000 to 15,000 kilowatts and this diversity can be completely utilized as these companies are interconnected at several points. Not only does this interconnection improve load factor, but the most modern stations of each company can be operated at a higher load factor, thus reducing production costs for all concerned which, after all, is the final objective.

In large cities the peak occurs between 5:00 and 6:00 p.m. — in smaller communities generally about one or two hours later. With a more complete utilization of water power stations and mine mouth plants located at considerable distances from the main centers of load, the larger systems and the smaller communities will be more closely interconnected and there should be a further and material load factor

improvement. Here, in the middle west, we have successfully operated in parallel with The Milwaukee Electric Railway and Light Co. and the American Gas & Electric Company exchanging large blocks of power. For brief periods we have operated in parallel through the latter company with West Virginia, Tennessee and through to Pensacola, Florida, a through connection from the Wisconsin shore of Lake Michigan to the Gulf of Mexico.

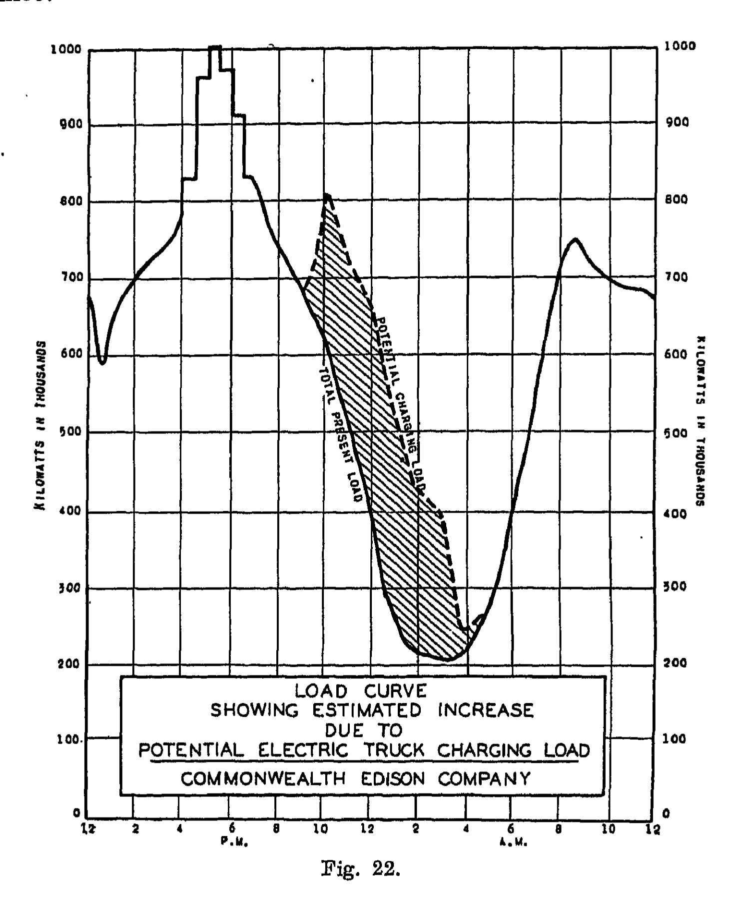


Fig. 22.

It is, of course, true that large blocks of power cannot be exchanged for such great distances, but power can be relayed. A few years ago in Georgia a large dam belonging to one of the larger power companies broke and the community would have been without power had they not been interconnected through to the Atlantic coast. Each company produced power and relayed it through to the next company, and so on until there was no shortage of power at any place. At another time the principal station in one of the large cities near Chicago was shut down due to storm conditions. The Chicago companies picked up a large block

of the load of this station and greatly relieved the situation, due to the fact that these cities were interconnected by heavy tie lines.

Fig. 21 shows a curve which was prepared for the Load Factor Committee of the National Electric Light Association, showing the improvement in load factor that could be made by operating the companies in Indiana, Illinois and Wisconsin in parallel. This study indicates a diversity of 92,000 kilowatts and a load factor improvement of slightly less than five points, or about 8 % increase.

Illumination

While much progress has been made during the last few years in the matter of illumination resulting in generally higher intensities, there is still room for development in this field. While the intensity of artificial illumination need not equal that of noonday sun, we can use much higher intensities than at present. This is especially true in industrial installations as the present standards of lighting in factories are far below the standards that are conducive to the highest efficiency of labor. Statistics show that high intensity of illumination results in higher operating efficiency, and also constitutes a safety measure where hazardous processes are being carried on.

Main highway illumination is rapidly becoming a necessity in the interests of safety and crime prevention. Our highways are practically unlighted now, but the advent of high speed motor routes will make adequate lighting a necessity and improved load factor will result from the long and late hours use of this load.

Flood lighting of buildings and public structures is popular and is bound to become more general. This is usually long hour business with a correspondingly high load factor.

Working Hours

It is particularly difficult to change the load factor in the average industrial or manufacturing business. The ratio of cost of power to the total cost of the finished product is low, generally from 2 to 5 %. Hence, a saving of 25 to 30 % in the cost of power has little effect on the total cost. It is generally of vastly greater importance to use power when needed, since production of goods on schedule overshadows any possible power cost saving.

There are, however, various industries where the cost of power is a real and important factor, such as cement mills, ice manufacturing and wood pulp and paper industries. Through the mutual study of load factor problems special "off-peak" and "summer service" rates have been adopted. These rates have resulted in rapidly converting these industries to users of central station power to the mutual advantage of both parties.

Furthermore, even in industries where power cost is not a large item of expense, the keen competition of business to-day makes a saving in

power costs attractive. Most manufacturing plants close down between 4:30 and 5:30 p.m. so that many of them are not on the central station peak more than one-half to one hour. By arranging to start one hour earlier in the morning or cutting off one-half hour of the lunch period these plants put themselves in a position to close earlier in the

ANALYSIS OF LOADS
FOR
GROUPS OF LARGE INDUSTRIAL CUSTOMERS
COMMONWEALTH EDISON COMPANY

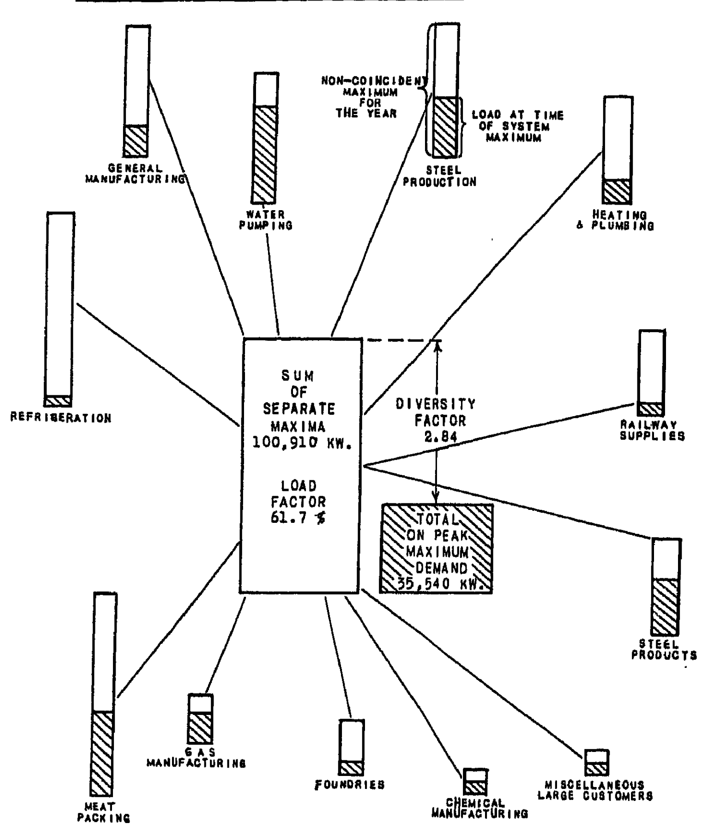


Fig. 23.

afternoon, thereby staying "off-peak." A proper inducement in the rate offered for such "off-peak" business will frequently result in factory superintendents making the necessary changes in working hours. Improvement in the system load factor is certain to follow a widespread development of any plan that will create a diversity between the lighting and power loads.

In considering the numerous things which influence the system load factor, the electric truck charging load is unquestionably of primary importance in filling up the night valley. In fact, the electric truck is considered by many to be the most desirable load that can be taken on by a central station company because it is off both the daily peak and the annual peak.

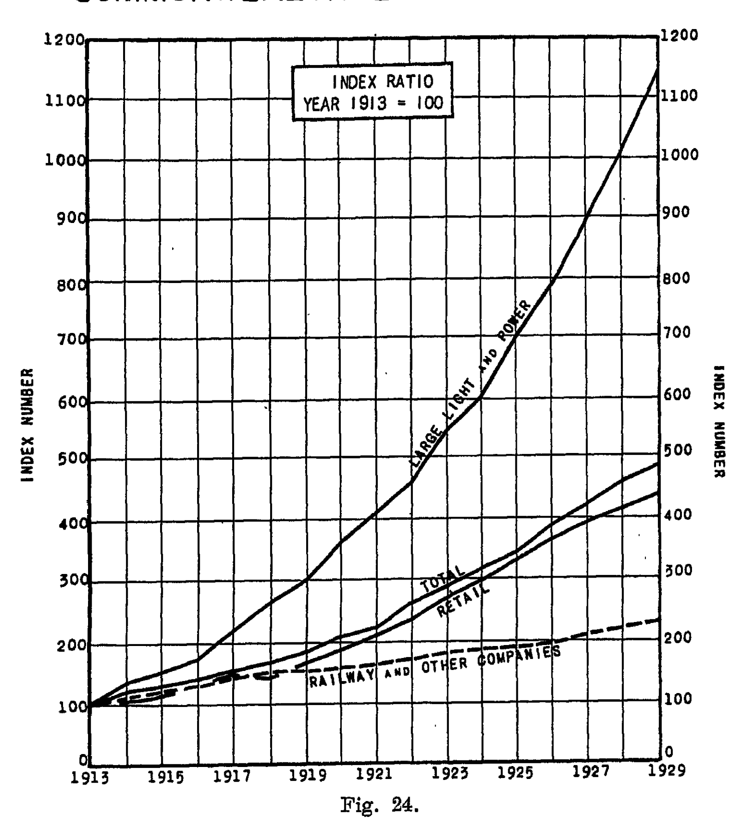


Fig. 24.

The present electric street truck load on the Commonwealth Edison Company lines has its own peak of 17,000 kW and practically nothing at the time of the system peak. This is represented by 2300 trucks using 18,400,000 kW hours annually.

A report of the National Automobile Chamber of Commerce shows that 85% of truck routes are under 40 miles per day. Discounting

Analysis of Loads for Groups of Large Industrial

Number of Customers	Class of Business	Kilowatt-Hours
14	General Manufacturing	28,697,200
3	Chemical	8,568,600
37	Refrigeration	53,585,500
6	Meat Packing	76,694,400
3	Gas Manufacturing	19,576,000
3	Water Pumping	65,157,800
6	Steel Production	37,406,900
5	Heating & Plumbing	25,606,800
8	Railway Supplies	12,027,100
9	Steel Products	27,669,800
5	Foundries	8,780,100
3	Misc. Large Customers	6,272,800
102		370,043,000
Average Load Factor		61.7 %
Average Diversity Factor		2.84

unusual conditions, such as trucks not returning to the home garage each night, it can be conservatively estimated that 60 % of the present truck routes in the larger cities constitutes the potential electric truck market.

In Chicago, taking 60 % of the registered commercial vehicles, and 10,000 horse-drawn vehicles doing electric truck work, a total of 41,000 electric trucks are possible.

At an average demand of 6 kW per truck and 8300 kW hours annually, the ultimate demand is 250,000 kW. The kilowatt hours used would be 343,000,000 annually or 1,140,000 kW hours per day.

On the curve sheet (Fig. 22), the solid line shows the load curve of the Commonwealth Edison Co. for the date of December 28, 1929, while the dotted line shows approximately what the curve would be if an additional 1,140,000 kW hours were produced between the hours of 9: 00 p.m. and 5: 00 a.m. for electric truck charging. This charging load is readily adaptable to off-peak use in contrast to other methods of off-peak load building that require sacrificing certain advantages or the shifting of established routine.

Large Industrial Loads Improve Load Factor

A very important element in the development of load factor is the taking on of large industrial loads of various kinds. A good example of the effect of this procedure is given by an analysis which the Commonwealth Edison Company of Chicago has made in connection with its large industrial business.

For the purpose of this analysis, these industries were divided into twelve general classifications and by means of printometer records, careful studies were made to determine the coincident maximum demand

Customers Commonwealth Edison Company

Maximum kW Demand			Diversity Factor	Load Factor Per Cent
Non-Coincident	Coincident	On Peak		
10,820	8,620	2,640	4.10	37.8
2,020	1,660	800	2.54	59.0
15,780	13,560	390	40.70	43.5
16,830	15,080	6,800	2.48	58.0
3,740	3,670	2,600	1.44	66.2
10,680	9,830	8,000	1.33	75.6
10,690	8,520	4,990	2.14	50.0
8,970	8,150	2,010	4.45	36.0
7,210	5,260	950	7.61	27.0
8,130	6,190	4,400	1.85	51.0
4,260	3,430	890	4.87	29.2
1,780	1,370	1,070	1.67	52.7
100,910	68,460[1]	35,540	—	—

[1] True Coincident Maximum Demand for 102 Customers.

of the various groups themselves and also the simultaneous demand at the time of the station peak load.

It is interesting to note that the sum of the individual and non-simultaneous maximum demands of these various loads was 100,910 kilowatts. The highest coincident maximum demand was 68,460 kilowatts, while the simultaneous maximum demand at the time of the station maximum demand was 35,540 kilowatts. In other words, if these various industries were served by isolated plants instead of central station service, the community would have had to maintain a total capacity of three times what it does now on the basis of the load itself to say nothing of additional reserve capacity that would be required.

If a count is taken of the additional reserve that would be necessary in the case of a multitude of isolated plants as against an interconnected system of central station generating plants, the ratio of station capacity for these isolated plants would be around four times that required by the central station system.

From the above figures it is self evident that a more extensive use of central station service by large industries will greatly improve load factor. This is very encouraging as the growth of this class of load is very rapid.

A further study of the large light and power business of the Commonwealth Edison Company shows that this class of business is growing much more rapidly than any other class, as is shown on Fig. 24. In that chart the year 1913 is taken as a base.

The percentage of increase of large light and power business has been very great, especially since the year 1922 until in the year 1929, it was over five times that of railway load, 2½ times retail load, and is increasing over twice as fast as the total load of the entire company.

Large industries are becoming more and more convinced that their very best interests are served by having the central station company supply their electrical requirements, so that undoubtedly the rapid growth of this class of business will continue indefinitely, which alone gives promise of constant improvement in general load factor.

Zusammenfassung

Die Verbesserung des Belastungsfaktors bei Kraftwerken ist besonders notwendig mit Rücksicht auf die Tatsache, daß die Anlagekosten hoch sind, so daß eine hohe Benutzungsdauer erforderlich ist.

Der Kapitaldienst ist ein vorwiegender Teil in den Erzeugungskosten, er nimmt schnell ab mit der Verbesserung des Beleuchtungsfaktors. Betriebskosten, einschließlich Brennstoff, Löhne, Instandhaltung und Betriebsmaterial, zeigen auch eine Abnahme der Kosten für die kWh mit Verbesserung des Belastungsfaktors.

Der Ausdruck „Belastungsfaktor" ist hier identisch mit dem Ausnutzungsfaktor. Die Kraftwerke können durch Tarife, Dienst und Geschäftsführung die Entwicklung der Last leiten, aber sie können den Belastungsfaktor nicht vollständig regeln.

Man kann heute einen Belastungsfaktor von etwa 75% wirtschaftlich nennen.

Grundsätzlich ist es wirtschaftlich besser, den Belastungsfaktor zu verbessern, indem man einer großen Anzahl von verschiedenen Belastungen Strom liefert, als wenigen großen Anschlüssen mit hohem Belastungsfaktor.

Dieser Aufsatz zeigt verschiedene Möglichkeiten, welche zur Zeit in den Vereinigten Staaten besonders verfolgt werden, mit der Absicht, den Belastungsfaktor zu verbessern.

Man ist der Ansicht, daß die Belastung durch Haushaltungen eine der größten Möglichkeiten für die Zunahme der Einnahmen und für die Verbesserung des Belastungsfaktors darstellt und zwar mit der geringsten Zunahme in Anlagekosten je Einheit neuer Last. Dies wird erreicht durch den allgemeinen Gebrauch von elektrisch betriebenen Haushaltungseinrichtungen.

Da jetzt Einrichtungen zur Heizung von Häusern (Wärmespeicherung) entwickelt sind, so kann diese Heizungsart dort angewandt werden, wo die Kraftwerke in der Lage sind, Energie zu geringen Tarifen zu einer Zeit zu liefern, wenn die Spitzenbelastung nicht stattfindet; jedoch allgemeines Heizen der Häuser durch Elektrizität wird nicht empfohlen.

Reinigung und Kühlung der Luft stellt allgemein eine Sommerbelastung dar, und die allgemeine Anwendung dieser Rein- und Kaltluftversorgung bei Fabriken, Theatern und Büros wird ohne Zweifel mithelfen, den Belastungsfaktor zu verbessern.

Die Elektrifizierung von Eisenbahnen bietet ein gutes Entwicklungsgebiet. Projekte sind in den Vereinigten Staaten im Gange, welche sich auf 1700 Geleise-Meilen erstrecken und welche eine Last von 2000 Millionen kWh jährlich den öffentlichen Kraftwerken zuführen werden.

Es hat sich gezeigt, daß die Großindustrien vorteilhaft Strom von den öffentlichen Kraftwerken beziehen können, wodurch infolge des hohen Gleichzeitigkeitsfaktors dieser Lasten der allgemeine Belastungsfaktor verbessert wird. Diese Art der Geschäftsentwicklung nimmt für Chicago, welches wahrscheinlich ein typisches Industriezentrum darstellt, viel schneller zu, als irgendeine andere Last.

Durch kleine Verschiebung der Arbeitsstunden, besonders von solchen Industrien mit hohen Energiekosten, kann durch besondere Tarife gleichfalls der Belastungsfaktor eine Verbesserung erfahren. Auf der anderen Seite tritt bei Einführung der Tageslichtersparniszeit (beim Vorrücken der Uhren um eine Stunde) die Spitze der Lichtlast eine Stunde später ein und fällt daher nicht mit der allgemeinen Spitzenbelastung zusammen.

Landwirtschaftliche Betriebe, Überlandverbindungen, Ausgleiche und elektrische Lastkraftwagen stellen weitere Mittel dar, welche den Belastungsfaktor zu verbessern helfen.

Deutschland

Der Belastungsfaktor der Elektrizitätswerke und seine Beeinflussung durch die verschiedenen Stromverbraucher

Vereinigung der Elektrizitätswerke

Dr.-Ing. Adolph und Mitarbeiter

Bestimmung des Begriffs „Belastungsfaktor“

Der Belastungsfaktor wird in der Elektrizitätswirtschaft als Meßziffer für den Benutzungsgrad der Spitzenbelastung gebraucht. Ganz allgemein ist der Begriff definiert durch den Quotienten:

$$\text{Belastungsfaktor} = \frac{\left\{\begin{array}{l}\text{tatsächliche Gesamtarbeit während eines}\\ \text{bestimmten Zeitabschnittes (kWh)}\end{array}\right\}}{\left\{\begin{array}{l}\text{aufgetretene Höchstbelastung (kW)} \times \text{Gesamt-}\\ \text{stundenzahl des festgesetzten Zeitabschnittes } (h)\end{array}\right\}}$$

Bei Aufstellung dieser Beziehung muß also festgestellt werden:

a. der Zeitraum, für den der Faktor berechnet werden soll,

b. die Gesamtarbeit während dieses Zeitraumes,

c. die während dieses Zeitraumes aufgetretene höchste zugeordnete Belastung.

Das Wort „zugeordnet“ besagt, daß die Arbeit und die Leistung an der gleichen Stelle gemessen werden müssen. Auch der Begriff Höchstbelastung bedarf einer besonderen Erläuterung, denn es kann hierunter die momentane Höchstbelastung oder die höchste Durchschnittsbelastung während eines bestimmten Zeitabschnittes, z. B. einer viertel, halben oder ganzen Stunde verstanden werden. Es kann hierzu wohl mit allgemeiner Gültigkeit gesagt werden, daß die höchste Momentanbelastung nur in besonderen Fällen von Interesse ist. Dagegen ist es in der Kraftwerksbetriebs- und Tarifpraxis üblich, die höchste Durchschnittsbelastung während einer viertel oder halben Stunde zu messen. Mit der durchschnittlichen Stundenbelastung wird nur vereinzelt in der Tarifpraxis gerechnet.

Als Zeitraum für die Berechnung des Belastungsfaktors wird im allgemeinen ein volles Jahr gewählt, der kürzeste Zeitraum, in dem die normalen periodischen Schwankungen der Belastung und des Stromverbrauchs sich einmal abspielen. In diesem Fall nimmt die eingangs gegebene Gleichung die bestimmtere Form an:

$$\text{Belastungsfaktor} = \frac{\text{Jahresarbeitsmenge kWh}}{\text{Jahreshöchstbelastung kW} \times 8760\text{ h}}.$$

Je nachdem, ob man in dieser Gleichung auf der rechten Seite den Zähler durch die im Nenner stehende Höchstbelastung oder Jahresstundenzahl dividiert, erhält man den Belastungsfaktor als das Verhältnis:

a. der wirklichen Benutzungsdauer der Spitzenbelastung in Stunden pro Jahr zur maximal möglichen Benutzungsdauer von 8760 Stunden pro Jahr;

oder

b. der mittleren Jahresbelastung zur aufgetretenen Spitzenbelastung.

Wie gesagt, ist dieser Quotient die Meßziffer für den Benutzungsgrad der Spitzenbelastung; im Rahmen elektrizitätswirtschaftlicher Untersuchungen interessiert der Belastungsfaktor:

An den Klemmen einzelner Generatoren,
an den Sammelschienen des Kraftwerks,
in bestimmten Netzsystemen,
bei einzelnen Abnehmergruppen,
beim einzelnen Abnehmer.

Dadurch ist von Fall zu Fall bestimmt, wo die zueinander in Beziehung zu setzenden Arbeitsmengen und Belastungen gemessen werden müssen. Außerdem muß man sich von vornherein darüber Klarheit verschaffen, für welchen Zeitraum der Belastungsfaktor zu berechnen ist, ob Jahres-, Monats- oder Tagesziffern oder noch andere Zeitabschnitte der Berechnung zugrunde zu legen sind.

Praktische Brauchbarkeit des Belastungsfaktors

Die Definition des Belastungsfaktors zeigt, daß er als Meßziffer genau das gleiche bedeutet wie die bisher in Deutschland vorwiegend verwendete Benutzungsdauer der Höchstbelastung. Gerade weil mit dieser Ziffer ebenso wie mit dem Belastungsfaktor sehr viel gerechnet wird, muß man sich Klarheit darüber verschaffen, welche praktische Brauchbarkeit diese Ziffer besitzt.

Der Belastungsfaktor ist auf eine einzige während eines Jahres auftretende Höchstbelastung abgestellt. Die Höhe der aufgetretenen Höchstbelastung und, was besonders für Selbstkostenanalysen von Bedeutung ist, auch die Zusammensetzung der Höchstbelastung sind den Einflüssen einer Reihe von Zufälligkeiten (z. B. der Witterung) unterworfen. Man kann hieraus den Schluß ziehen, daß der Belastungsfaktor von Zufällen beeinflußt wird und daher nicht als zuverlässige Meßziffer für die Belastungsgüte angesehen werden darf.

Den Einfluß von Zufälligkeiten kann man bis zu einem gewissen Grade dadurch abschwächen, daß man den Belastungsfaktor nicht auf eine einzige absolut höchste Belastung abstellt, sondern das arithmetische Mittel aus den aufgetretenen drei oder mehreren höchsten Belastungen zugrunde legt.

Bei Vergleich der in Berichten verschiedener Gesellschaften mitgeteilten Jahresbelastungsfaktoren ergeben sich häufig ziemlich erhebliche

Abweichungen dadurch, daß der Belastungsfaktor nicht auf das Kalenderjahr, sondern auf das Geschäftsjahr bezogen wird. Bei einem Unternehmen, dessen Geschäftsjahr vom 1. Juli bis 30. Juni läuft, liegt die im Dezember auftretende Höchstbelastung etwa in der Mitte des Berichtsjahres. In diesem Falle muß sich infolge der Weiterentwicklung der Anschlußbewegung und der Zunahme des Verbrauchs ein günstigerer Wert für den Belastungsfaktor ergeben, als bei Berechnung auf Grund der Ergebnisse eines Kalenderjahres, wo das Maximum am Ende des Jahres liegt.

Es ist versucht worden, eine andere Meßziffer in der Benutzungsdauer der täglichen Höchstbelastung zu finden. Diese Zahl ist innerhalb eines Unternehmens insofern von gewissem Wert, als sie zeigt, wie sich die Belastungsverhältnisse im Vergleich zu einem Ausgangszustand (z. B. am entsprechenden Tage des Vorjahres) ändern.

Eine Kontrolle der monatlichen Belastungsfaktoren lehrt, daß der Belastungsfaktor, auf Monatshöchstbelastungen bezogen, in den Sommermonaten am günstigsten ist. In Übereinstimmung hiermit steht, daß in den Sommermonaten Wärmekraftwerke, insbesondere Dampfkraftwerke, den günstigsten spezifischen Wärmeverbrauch (kcal/kWh) aufweisen. Diese Erscheinung ist auch durchaus erklärlich, da zu diesen Zeiten die Belastungsdiagramme frei von starken Spitzenbildungen sind, und daher die in Betrieb gehaltenen Maschinen unter besonders günstigen Bedingungen arbeiten.

Zwischen dem Jahresbelastungsfaktor und dem spezifischen Wärmeverbrauch des Kraftwerks besteht jedoch kein derartiger Zusammenhang. Hieraus muß man den Schluß ziehen, daß der Belastungsfaktor keine Zahl ist, auf die allein man z. B. wärmewirtschaftliche Vorausberechnungen bei der Projektierung von Kraftwerken gründen kann. Bei derartigen Rechnungen muß der Belastungsfaktor auf den einzelnen Generatorensatz bezogen und die Betriebsart des einzelnen Generatorensatzes in die Rechnung eingeführt werden. In Erkenntnis der Unzulänglichkeit des Belastungsfaktors hat daher bereits Klingenberg für Wirtschaftlichkeitsberechnungen den „Betriebszeitfaktor" eingeführt mit dem Quotienten: Summe der tatsächlichen jährlichen dividiert durch die maximal möglichen Maschinenbetriebsstunden, die sich ergeben, wenn man die Zahl der Maschinen mit 8760 multipliziert.

Einen für Kraftwerks-Wirtschaftlichkeitsrechnungen geeigneten Faktor stellt weiterhin die von manchen Werken verwendete „Prozentuale Inanspruchnahme der in Betrieb gewesenen Betriebsmittel" dar, eine Ziffer, die errechnet wird, indem man die erzeugten Brutto-Kilowattstunden durch das Produkt der Nennleistung des installierten Maschinensatzes (kW) mal seiner effektiven Betriebszeit (h) dividiert. In diesem Faktor erscheint nicht mehr die Belastung, sondern die Nennleistung des Maschinensatzes und daher kann man ihn als eine Abart des Ausnutzungsfaktors bezeichnen. Der Ausnutzungsfaktor wird aus der Benutzungsdauer der Nennleistung eines Generators oder Kraftwerks in gleicher Weise errechnet wie der Belastungsfaktor aus der Benutzungs-

dauer der Höchstbelastung und bietet eine zuverlässigere Grundlage für wärmewirtschaftliche Vorausberechnungen als der Belastungsfaktor.

Die Bezeichnung Belastungsfaktor deutet darauf hin, daß diese Ziffer ausschließlich allen Betrachtungen und Rechnungen zugrunde gelegt

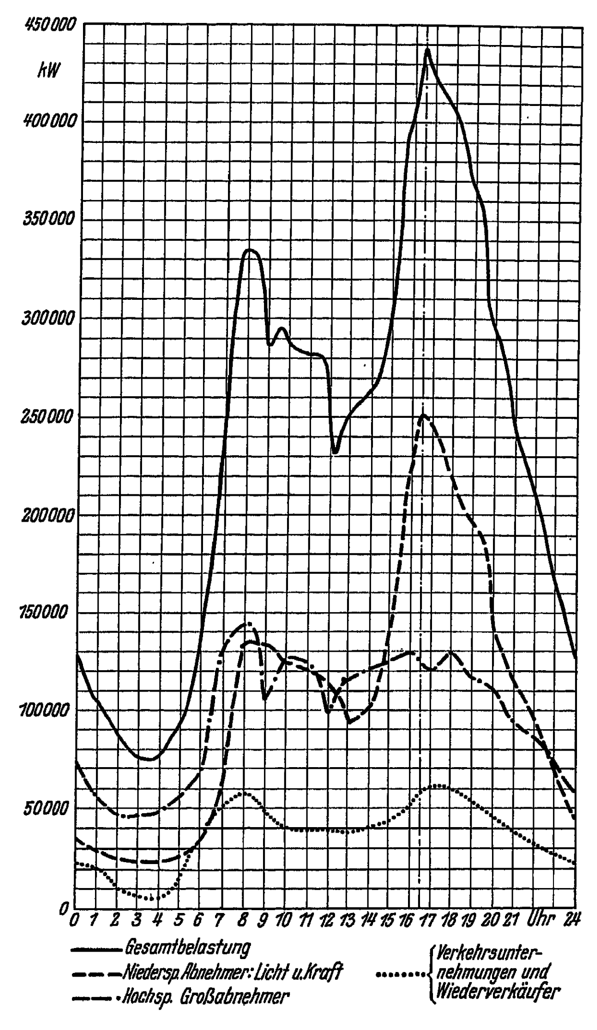


Abb. 1. Zusammensetzung der Spitzenbelastung der Berliner Elektrizitätsversorgung am 18. Dezember 1928.

werden sollte, die sich mit den vom Elektrizitätswerk versorgten Abnehmern befassen. Dies ist der Grund, weswegen in dem nachfolgenden Bericht nur der Belastungsfaktor von Abnehmern und Abnehmergruppen eingehend behandelt wird.

Aufbau von Belastungsdiagrammen

Die Tagesbelastungskurve (Abb. 1, 2 u. 3) des Kraftwerks zeigt den Verlauf der Belastung und die Größe der Höchstbelastung; der Inhalt der Fläche, die sie mit dem Achsensystem einschließt, ist gleich der tatsächlichen Gesamtarbeit. Bei einer Benutzungsdauer der Höchstbe-

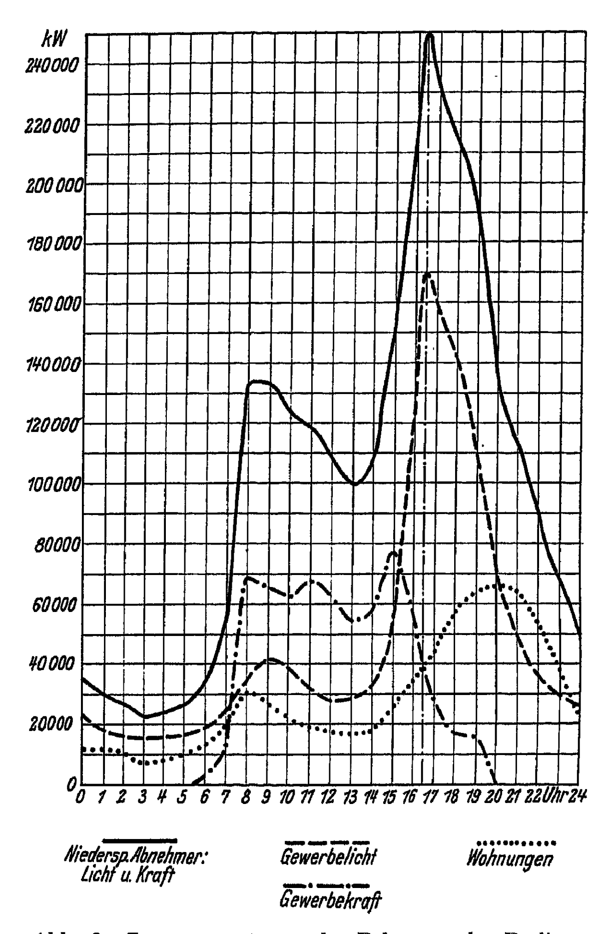


Abb. 2. Zusammensetzung der Belastung der Berliner Elektrizitätsversorgung durch Niederspannungsabnehmer am 18. November 1928.

lastung von 24 Stunden pro Tag nimmt diese Fläche die Form eines Rechtecks an, dessen Inhalt gleich dem Produkt der aufgetretenen Höchstbelastung mal der Tagesstundenzahl (24 h) ist. Es läßt sich also aus der Tagesbelastungskurve des Kraftwerks der Tagesbelastungsfaktor gemäß der eingangs erwähnten Begriffsbestimmung errechnen.

Durch Zusammensetzen der Tagesbelastungsflächen eines Jahres er-

gibt sich das Jahresbelastungsgebirge (Abb. 39), das bei einer Benutzungsdauer der Höchstbelastung von 8760 Stunden die Form eines rechtwinkligen Prismas annimmt.

Errechnet man aus den Tagesbelastungskurven eines Jahres des Kraftwerks die Benutzungszeiten der einzelnen Belastungsstufen und zeichnet

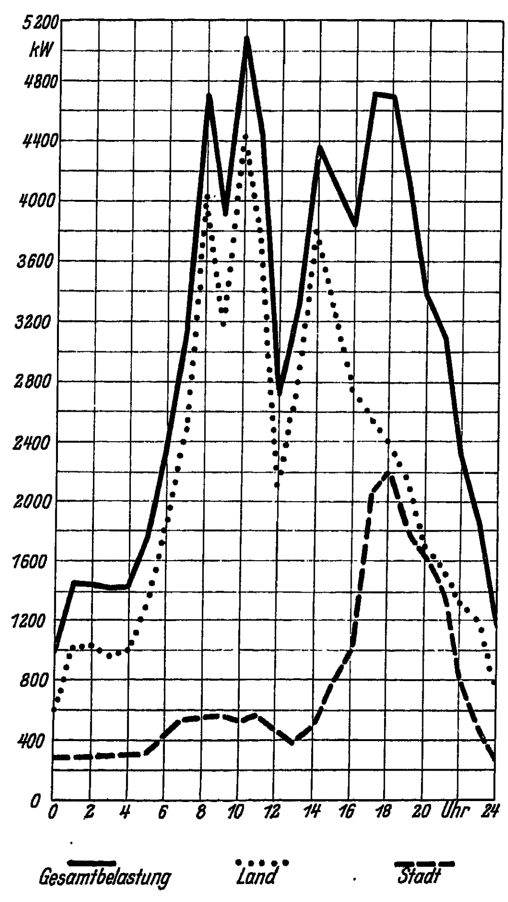


Abb. 3. Tageskurve eines Überlandwerkes mit 17 Städten (insgesamt 87 000 Einwohner) und Landwirtschaft. 16. November 1928.

die Belastungen der einzelnen Stufen in Abhängigkeit von den zugehörigen Benutzungszeiten auf, so ergibt sich die Belastungsdauerlinie eines Jahres (Abb. 4). Der Inhalt der Fläche, die sie mit dem Achsensystem einschließt, ist gleich der tatsächlichen Gesamtarbeit im betrachteten Jahr. Bei einer Benutzungsdauer der Höchstbelastung von 8760 Stunden nimmt auch diese Fläche die Form eines Rechtecks an, dessen Inhalt gleich dem Produkt der aufgetretenen Höchstbelastung

Benutzungszeiten der gemessenen Höchstleistung und Belastungsfaktoren verschiedener Abnehmer

Art des Betriebes	Benutzungsstunden etwa	Belastungsfaktor etwa	Bemerkungen (Monate der Höchstbelastung)
Süddeutsches Versorgungsgebiet: (bezogen auf ¼ stündliches Maximum)			
3 Sägewerke . . . . . . im Mittel	920	0,105	
3 Eisenbauunternehmungen „	1400	0,160	
7 Seidenfabriken . . . . „	1770	0,202	
8 Textilfabriken . . . „	2000	0,228	
1 Schokoladenfabrik . . . „	2020	0,230	
1 Schraubenfabrik . . . „	2250	0,257	
1 Mühle . . . . „	2425	0,277	
2 Pharmazeut. chem. Werke . . . . „	3260	0,372	
2 Färbereien . . . . . . „	3600	0,411	
1 Papierfabrik. . . . . . „	3640	0,416	
1 Brauerei . . . . „	3660	0,417	
3 Wasserwerke . . . . . „	3975	0,454	
1 Sodafabrik . . . . . . „	7660	0,875	
Süddeutsches Versorgungsgebiet: (bezogen auf ¼ stündliches Maximum) Großabnehmer (Hochspannungsabnehmer)			
1. *Industrie der Steine und Erden*			
Steinzeugwerke	1320	0,151	August-Oktober
Kalk- und Gipswerke	1580	0,180	November
Schotterwerke	2135	0,244	September
Ziegeleien	2370	0,265	Mai-September
Salinenbetriebe	2765	0,316	Dezbr.-Januar
Bergwerksbetriebe	2875	0,326	ohne Dezember
2. *Metall- und Maschinenindustrie*			
Feinere Maschinenindustrie	2125	0,243	Novemb.-Dezemb.
Maschinenfabriken	2155	0,246	Dezemb.-Januar
Automobilfabriken	2860	0,338	Dezemb.-Januar
Nähmaschinenfabriken	3520	0,400	Oktober-November
Elektrometallurgie	3830	0,437	—
3. *Edelmetall- und Schmuckwarenindustrie*			
Eßbesteckfabriken	1590	0,182	Juni-Juli
4. *Textilindustrie*			
Baumwollwebereien	1980	0,226	Novemb.-Dezemb.
Haargarnspinnereien	2450	0,280	Februar-März
5. *Papierindustrie*			
Pappefabriken	5460	0,625	Januar-März
Feinpapierfabriken	5550	0,634	September-Oktob.
Grobpapierfabriken	5600	0,640	Januar-März
6. *Leder- und Gummiwarenfabriken*			
Feinlederfabriken	1160	0,132	Januar-Februar
Lederfabriken	3220	0,370	Januar-Februar

Art des Betriebes	Benutzungsstunden etwa	Belastungsfaktor etwa	Bemerkungen (Monate der Höchstbelastung)
7. Holzindustrie			
Möbelfabriken	1310	0,150	Juni-August
Holzwollfabriken	3440	0,393	März
8. Nahrungs- und Genußmittelindustrie			
Großmüllereien	2900	0,33	Oktober-Februar
Brauereien	3060	0,35	Juni-September
9. Landwirtschaftsbetriebe			
Gutshöfe	745	0,085	September
10. Wasserversorgungs-Pumpanlagen			
Trinkwasserwerke	1480	0,169	Juni-August
Mittelabnehmer (Niederspannungsabnehmer)			
1. Industrie der Steine und Erden			
Kalkwerke	480	0,055	—
Schotterwerke	1210	0,138	Februar
Ziegeleien mit Saison	1400	0,160	Oktober-Novemb.
Ziegeleien	3500	0,400	—
2. Metall- und Maschinenindustrie			
Gießereien	1000	0,114	Oktober-Februar
Mechanische Werkstätten	2080	0,238	Dezemb.-Februar
Metallwarenfabriken	2135	0,244	Dezember-Februar
3. Edelmetall- und Schmuckwarenindustrie			
Poliereréien	400	0,046	—
Besteckfabriken	1280	0,146	Dezember-Februar
Schmuckwarenfabriken	1640	0,187	Dezember-Februar
4. Textilindustrie			
Seidenspinnereien	2430	0,284	März
5. Lederindustrie			
Schuhfabriken	1670	0,191	November-Januar
6. Holzindustrie			
Küfereien	466	0,051	Novemb.-Dezemb.
Holzwarenfabriken	750	0,086	April-Juni
Sägewerke	975	0,110	Januar-Februar
Möbelfabriken	1310	0,150	Januar-Februar
7. Nahrungs- und Genußmittelindustrie			
Ölmühlen	270	0,031	Novemb.-Dezemb.
Mühlen	1330	0,152	Februar
Brauereien	2710	0,310	Mai-Juli
Teigwarenfabriken	2850	0,325	Januar-Februar
8. Landwirtschaft			
Dreschmaschinenbetriebe	260	0,030	Juli-November
Gärtnereien	560	0,064	Mai-Juni
Gutshöfe (ohne Dreschen)	700	0,080	Oktober-Januar
Molkereien	1085	0,124	—

Art des Betriebes	Benutzungsstunden etwa	Belastungsfaktor etwa	Bemerkungen (Monate der Höchstbelastung)
9. *Wasserversorgungsanlagen*			
Gemeindewasserpumpwerke:			
a. mit teilweise natürl. Zufluß . .	660	0,075	Verschieden
b. ohne natürlichen Zufluß . . .	2630	0,300	—
Kleinabnehmer (Niederspannungsabnehmer)			
a. *Gewerbe* *Mittelstadt mit viel Industrie:*			
Glasereien	240	0,027	
Mechanische Werkstätten.	745	0,085	
Schreinereien	270	0,031	
Wagnereien	—	—	
Metzgereien	1030	0,118	
Ölmühlen	—	—	
Tabakfabriken.	—	—	
Zigarrenfabriken	—	—	
Kinos	1650	0,189	
Land:			
Glasereien	175	0,020	
Mechanische Werkstätten	420	0,048	
Schreinereien	310	0,035	
Wagnereien	310	0,035	
Metzgereien	770	0,088	
Ölmühlen	255	0,029	
Tabakfabriken.	480	0,055	
Zigarrenfabriken	745	0,085	
Kinos	815	0,093	
b. *Haushaltungen* *Mittelstadt mit viel Industrie:*			
3 Lampen	590	0,067	
6 Lampen	510	0,058	
10 Lampen	490	0,056	
20 Lampen	290	0,033	
Land:			
3 Lampen	490	0,056	
6 Lampen	525	0,060	
10 Lampen	360	0,041	
20 Lampen	—	—	
Ostdeutsches Versorgungsgebiet: (bezogen auf ½ stündliches Maximum)			
a. Abnehmer, deren Belastung während der Spitzenzeit des Kraftwerks verhältnismäßig gering ist			
1 Lederwarenfabrik	745	0,085	
1 Holzbearbeitungswerk	1040	0,119	
1 Fabrik für Kassenblocks u. Schreibbücher	1080	0,123	
1 Eisenbauwerk	1130	0,130	
1 Spiegelfabrik	1180	0,135	
1 Druckerei	1200	0,137	

Art des Betriebes	Benutzungsstunden etwa	Belastungsfaktor etwa	Bemerkungen
1 Keramentwerk	1210	0,138	
1 Chemische Fabrik	1220	0,140	
1 Superphosphatwerk	1280	0,146	
1 Ofen- und Tonwarenfabrik	1430	0,163	
1 Wassermesserfabrik	1460	0,167	
1 Eisenbauwerk	1470	0,168	
1 Maschinenfabrik	1520	0,174	
1 ,,	1550	0,177	
1 ,,	1570	0,180	
1 ,,	1720	0,196	
1 Emaillierwerk	1750	0,200	
1 Maschinenfabrik	1820	0,207	
1 Eisfabrik	1860	0,212	
1 Metallhüttenwerk	2020	0,230	
1 Eisfabrik	2300	0,262	
1 Kunststeinwerk	2410	0,273	
1 Eiernudelfabrik	2440	0,278	
b. Abnehmer, deren Belastung während der Spitzenzeit des Kraftwerks verhältnismäßig groß ist (bezogen auf ½ stündliches Maximum)			
1 Metallfolienwerk	850	0,097	
1 Eisenbauwerk	1170	0,134	
1 Druckerei	1200	0,137	
1 Malzfabrik	1250	0,143	
1 Druckerei	1530	0,175	
1 Brikettfabrik	1820	0,208	
1 Druckerei	1840	0,210	
1 ,,	1930	0,220	
1 Wurstfabrik	2030	0,232	
1 Spinnerei	2420	0,276	
1 Eisenbauwerk	2970	0,339	
1 Zigarettenfabrik	3150	0,360	
1 Straßenbeleuchtung	3300	0,377	
1 Straßenbahn	3460	0,396	
1 Mühlenwerk	3650	0,416	
1 ,,	4550	0,520	
1 Metallhüttenwerk	5880	0,670	
Mitteldeutsches Versorgungsgebiet (bezogen auf ¼ stündliches Maximum)			
1 Bahnpostamt	2365	0,270	
1 Tanzkaffee	2750	0,314	
1 ,,	2680	0,306	
1 ,,	1810	0,207	
1 Restauration	3451	0,334	
1 Restauration mit Kabarett	2290	0,261	
1 ,,	2512	0,286	
1 ,,	3272	0,374	
1 ,,	3330	0,380	
1 ,,	1091	0,125	

Art des Betriebes	Benutzungsstunden etwa	Belastungsfaktor etwa	Bemerkungen
1 Hotel	3090	0,353	
1 Konzert-Café	3452	0,394	
1 Bahnhofsrestaurant	3560	0,406	
1 Hotel	2140	0,244	
1 „	2820	0,322	
1 Restauration	2920	0,333	
1 „	3680	0,420	
1 „	2270	0,260	
1 „	1400	0,160	
1 „	2300	0,263	
1 „	3330	0,381	
1 Kaffeehaus (Restaurant)	1864	0,213	
1 Restauration	3600	0,411	
1 Lichtspielhaus	960	0,101	
1 „	1547	0,177	
1 Senderaum	2410	0,276	
1 Lichtspielhaus	2010	0,230	
1 „	2030	0,232	
1 „	1180	0,135	
1 „	1430	0,163	
1 Installationsbüro	1515	0,173	
Büros und Behandlungsräume	1236	0,141	
1 Ladengeschäft	1656	0,189	
1 Modehaus	1034	0,118	
1 Speditionsgeschäft	1150	0,131	
1 Bankhaus	1010	0,115	
1 „	1182	0,135	
1 Warenhaus	1381	0,158	
1 Bankhaus	560	0,063	
1 Herren-Modehaus	1424	0,163	
1 Ladengeschäft	1766	0,200	
1 Hotel	2000	0,228	
1 Ladengeschäft	1224	0,140	
1 „ (Kaffeerösterei)	1183	0,135	
1 Badeanstalt	920	0,105	
1 Warenhaus	2430	0,277	
1 Damen-Modehaus	1323	0,152	
1 Warenhaus	1870	0,214	
1 Damen-Modehaus	1687	0,192	
1 Autoreparatur (Ausstellungsraum)	1966	0,225	
1 Wäscherei	2560	0,292	
1 Gardinenhaus	1570	0,179	
1 Manufaktur-Großhandlung	1000	0,114	
1 Beschaffungsstelle	1850	0,211	
1 Kraftwagen-Ladestelle	4500	0,514	
1 Wäschegeschäft	1150	0,131	
1 Auto-Reparatur	1640	0,187	
1 Autohandlung	1200	0,137	
1 Gummiwaren-Ladengeschäft	1480	0,169	
1 Installationsgeschäft (m. Laden)	2260	0,258	
1 Ladengeschäft	1650	0,188	
1 Nähmaschinen-Verkaufsgeschäft	1240	0,142	
1 Herren-Modehaus	1130	0,129	

Art des Betriebes	Benutzungsstunden etwa	Belastungsfaktor etwa	Bemerkungen
1 Schuhgeschäft	1230	0,140	
1 Fleischerei	1430	0,163	
1 Installationsgeschäft	878	0,101	
1 Damenmodehaus	1586	0,181	
1 Friseurgeschäft	1462	0,167	
1 Webwarengeschäft	946	0,108	
1 Kaffeerösterei	1476	0,168	
1 Damenmodehaus	1966	0,224	
1 Bürohaus	1050	0,120	
1 Badeanstalt	1650	0,188	
1 Warenhaus	1696	0,194	
1 Steingutfabrik	3460	0,395	
1 Druckerei	1616	0,184	
1 Sackfabrik	1430	0,163	
Masch.-Bau- und Eisen- und Blechkonstruktion	1410	0,161	
1 Schraubenfabrik	1583	0,181	
1 Maschinenfabrik	1646	0,188	
1 Lackfabrik	2035	0,232	
1 Wagenfabrik	692	0,079	
1 Schuhfabrik	1593	0,182	
1 Autoreparaturwerkstatt	1500	0,171	
1 Steingutfabrik	2400	0,274	
1 Konservenfabrik	720	0,082	
1 Maschinenfabrik	1705	0,195	
1 Zuckerraffinerie	884	0,101	
1 Maschinenfabrik	848	0,097	
1 Zeitungs-Druckerei	1422	0,163	
1 Kistenfabrik	1006	0,206	
1 Pumpenfabrik	1600	0,185	
1 Billard- und Tischfabrik	1647	0,188	
1 Maschinenfabrik	1030	0,118	
1 Spritfabrik	1000	0,114	
1 Maschinenfabrik	1631	0,187	
1 Spinnerei	1505	0,172	
1 Seifenfabrik	1390	0,159	
1 Zeitungsdruckerei	1870	0,214	
1 Honigkuchenfabrik	1170	0,134	
1 Lackfabrik	1540	0,176	
1 Schiffswerft	1000	0,114	
1 Druckerei (Zeitung)	1324	0,151	
1 Gummifabrik	1312	0,150	
1 Maschinenfabrik	1615	0,185	
1 Weinbrennerei	1266	0,145	
1 Molkerei	1940	0,222	

mal der Jahresstundenzahl (8760) ist, so daß man aus der Belastungsdauerlinie den Jahresbelastungsfaktor errechnen kann.

Die in der Tagesbelastungskurve des Kraftwerks aufgezeichneten Belastungen sind die Summe der Einzelbelastungen durch die einzelnen Abnehmergruppen. Um den Einfluß der einzelnen Abnehmergruppen auf die Belastung des Kraftwerks zu bestimmen, ist es erforderlich, den

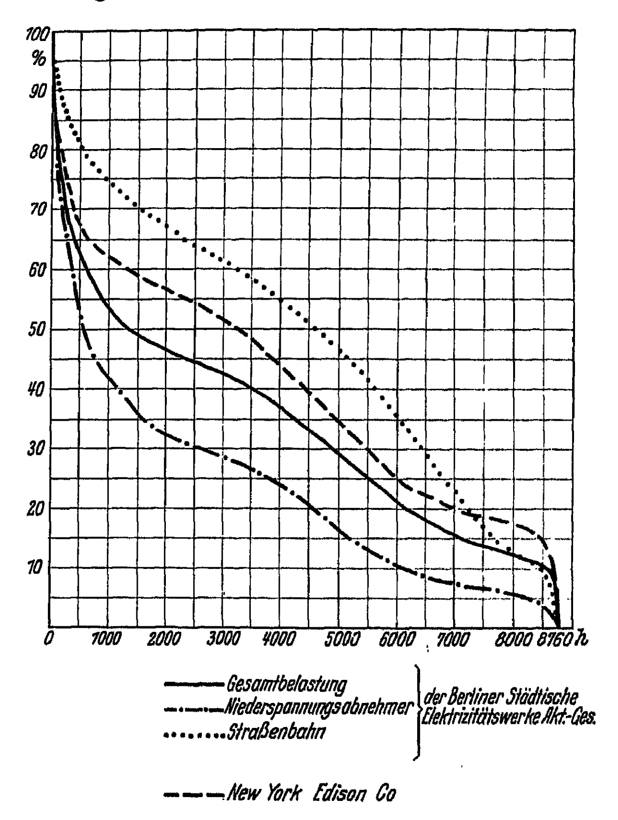


Abb. 4. Benutzungsdauer der in % der Jahreshöchstleistung ausgedrückten Belastungsstufen im Jahre 1927.

Anteil ihrer Belastung an der Gesamtbelastung des Kraftwerks zu kennen.

Genaue Ermittlung der Belastung durch eine Abnehmergruppe ist nur durch Messung mit schreibenden Instrumenten bei den Abnehmern selbst möglich. Infolge der großen Verschiedenheit der Verhältnisse bei den einzelnen Abnehmern wäre jedoch eine außerordentlich große Zahl von Messungen erforderlich, um ein einigermaßen richtiges Bild des Belastungsverlaufs während der Tages- und Jahreszeiten zu erhalten. Des Zeitaufwandes und der Kosten wegen, die mit so ausgedehnten Untersuchungen verbunden sind, ist dieses Verfahren daher in

größerem Umfange in Deutschland bis jetzt nicht durchgeführt worden. Es liegen nur vereinzelte Messungen vor; es ist jedoch sehr erwünscht, typische Einzelmessungen und Erfahrungswerte für einzelne Abnehmer und Abnehmergruppen in Verbindung mit Angaben über örtliche Verhältnisse zu sammeln, um auf diesem Wege im Laufe der Zeit ein genaueres Bild der tatsächlichen Verhältnisse zu gewinnen.

Durch Vergleich der im Kraftwerk aufgezeichneten Tagesbelastungskurven von Tagen, an denen die Zusammensetzung der Abnehmergruppen verschieden ist, lassen sich die Anteile einzelner Abnehmergruppen an der Gesamtbelastung aussondern. Auf diesem Wege bekommt man eine annähernde Kenntnis des Belastungsverlaufs einzelner Abnehmergruppen, die für den praktischen Betrieb wertvolle Hinweise ergibt (Abb. 1, 2).

Aus der vom Kraftwerkszähler gemessenen Zahl der abgegebenen Kilowattstunden und der gemessenen Höchstbelastung des Kraftwerks läßt sich, wie bereits erwähnt, die Benutzungsdauer der Höchstbelastung errechnen. Aus den bekannten Anschlußwerten der einzelnen Abnehmergruppen kann man mit Hilfe meist empirisch gefundener Faktoren, die die Benutzung der Anschlußwerte kennzeichnen, rechnerisch Rückschlüsse auf die Beteiligung der einzelnen Abnehmergruppen an der Benutzungsdauer der Höchstbelastung ziehen. Da jedoch die Faktoren von Fall zu Fall stark veränderlich sind, besitzt auch diese Methode nur den Wert einer großen Annäherung.

Es wird in vielen Fällen möglich sein, die Abnehmer einer bestimmten Abnehmergruppe zu veranlassen, am Tage der Höchstbelastung des Kraftwerks ihre Zähler in kurzen Zeitabständen selbst abzulesen. Die gewonnenen Ergebnisse bieten dem Elektrizitätswerk die Möglichkeit, die durch die betrachtete Abnehmergruppe verursachte Belastung angenähert zu beurteilen; der Abnehmer selbst erhält durch sie Anregung zur kritischen Überprüfung seines Energieverbrauches zum Zwecke einer besseren Ausnutzung seines Tarifes.

Belastungscharakteristik der einzelnen Abnehmergruppen

a. *Wohnungen*

Wenn man aus der Tageskurve der Gesamtbelastung die Belastung durch Wohnungen (Abb. 2, 5 u. 6) aussondert, so ergibt sich die überraschende Tatsache, daß die Höchstbelastung durch Wohnungen außerhalb der Belastungsspitze des Kraftwerks auftritt. Die Tageskurve der Belastung durch Wohnungen zeigt eine zwar deutlich ausgeprägte, aber breite Spitze. Die Lage derselben ist in erster Linie bestimmt durch die Lage der Dunkelstunden, d. h., der Beginn der Spitze verschiebt sich mit der Jahreszeit. Man glaubt die Beobachtung gemacht zu haben, daß die große Verbreitung des Radios eine Verbreiterung der Spitze in die Nacht hinein zur Folge gehabt hat, da die Radiohörer zu längerem Aufbleiben veranlaßt werden.

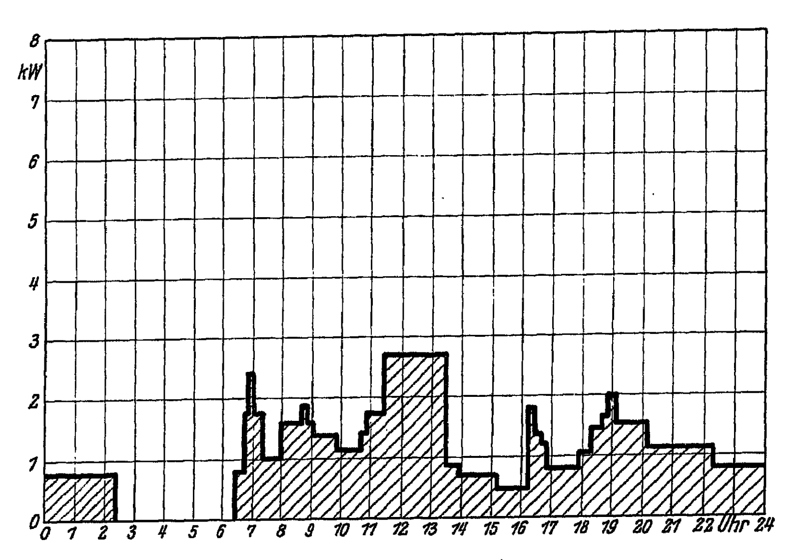


Abb. 5. Belastung eines Villenhaushaltes mit elektrischer Küche und Heißwasserbereitung. Werktag im März.

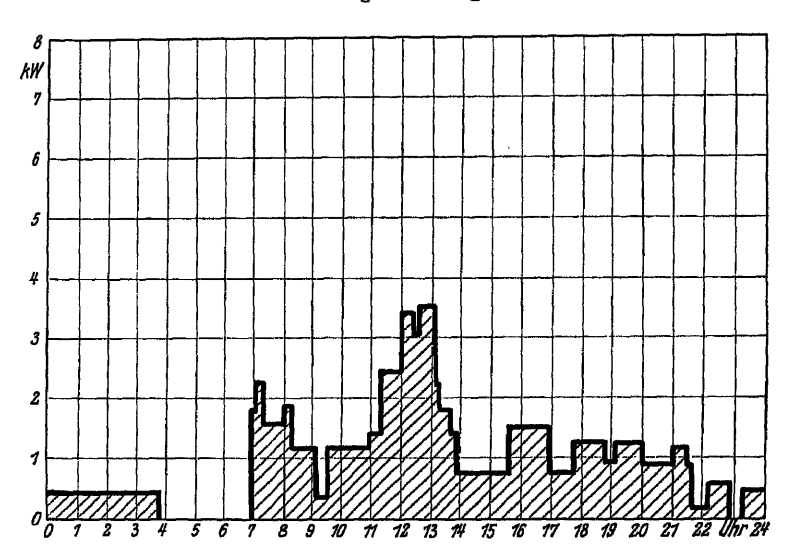


Abb. 6. Belastung eines Villenhaushaltes mit elektrischer Küche und Heißwasserbereitung. Sonntag im März.

Die Eigenart landwirtschaftlicher Betriebe, insbesondere solcher mit Viehbestand, veranlaßt die ländliche Bevölkerung, ihr Tagewerk früher zu beginnen und zu beenden als in der Stadt üblich ist. Infolgedessen beginnt und endet auch die Lichtbelastung auf dem Lande früher als in der Stadt (Abb. 3). Anderseits ist der Lichtverbrauch der Großstadt

pro Kopf der Bevölkerung größer als in einer ländlichen Kleinstadt. Trotzdem ergibt sich in Großstädten keine breitere Spitze als auf dem Lande und in der Kleinstadt. Dies rührt von der großen Verschiedenartigkeit der Beschäftigungen und Lebensgewohnheiten in der Großstadt her, durch die gleichzeitig mit dem Ansteigen der Lichtbelastung ein starkes Absinken der durch andere Verwendungsarten der Elektrizität hervorgerufenen Belastungen eintritt.

Der Einfluß, den elektrisches Kochen im Haushalt auf die Belastungsverhältnisse ausübt, hängt völlig von den Lebensgewohnheiten der betreffenden Familien ab. Für diese wieder ist die Beschäftigung der erwerbstätigen Familienmitglieder bestimmend. In Städten mit geteilter Arbeitszeit, also im allgemeinen auf dem Lande und in Kleinstädten, hat fast die gesamte Bevölkerung zeitlich die gleichen Lebensgewohnheiten und nimmt auch ihre Mahlzeiten zur gleichen Zeit ein. In solchen Städten wird die Hauptmahlzeit fast durchweg mittags und abends nur eine leichte Mahlzeit zubereitet. Bei geteilter Arbeitszeit fällt daher der Stromverbrauch für Kochen größtenteils in die Zeit der Mittagssenke, wodurch die Gewährung von niedrigen Strompreisen während der Mittagszeit zur Propagierung des elektrischen Kochens gerechtfertigt wird.

Anders liegen die Verhältnisse in der Großstadt, besonders wenn die ungeteilte Arbeitszeit vorherrscht. Zunächst ist die Mittagspause kürzer; außerdem sind die Wege von der Arbeitsstelle zur Wohnung gewöhnlich so lang, daß es sich nicht lohnt, zum Mittagessen nach Hause zu fahren. Die erwerbstätigen Personen nehmen daher entweder keine warme Mahlzeit ein, oder sie essen im Kasino ihres Betriebes oder in einem öffentlichen Speisehaus. Kinderlose Haushalte mit erwerbstätigen Personen nehmen meistens ihre Hauptmahlzeiten abends ein, wenn die erwerbstätigen Mitglieder nach Hause zurückgekehrt sind. Je größer jedoch in einem Haushalt die Zahl der nicht erwerbstätigen Personen, insbesondere der Kinder ist, desto mehr besteht die Wahrscheinlichkeit, daß im Haushalt selbst mittags die Hauptmahlzeit und abends nur eine leichte Mahlzeit zubereitet wird.

Bei ungeteilter Arbeitszeit ist es demnach unwahrscheinlich, daß der Hauptteil der Kochbelastung durch Wohnungen in die Zeit der Mittagssenke fällt; jedoch ist infolge der größeren Verschiedenartigkeit in der Benutzungszeit der Kochherde eine größere Verteilung der durch Kochen in Wohnungen hervorgerufenen Belastung zu erwarten; besonders da die zeitliche Verteilung der Herdbenutzung erfahrungsgemäß mit der Zahl der benutzten Herde wächst. Der Einfluß, den das elektrische Kochen auf die Belastungskurve der Haushaltungen ausübt, ist besonders stark, da durch den Anschluß eines elektrischen Herdes der Stromverbrauch im Haushalt vervielfacht wird.

Von ähnlicher Wirkung auf den Verlauf der durch Wohnungen verursachten Belastung sind Heißwasserspeicher. Diese werden in Deutschland vorwiegend zur Verwertung des Nachtstromes benutzt. Es ist jedoch möglich, auch während des Tages zu Zeiten, wo erfahrungsgemäß

ein Absinken der Belastung eintritt, eine zusätzliche Aufheizung der Heißwasserspeicher vorzunehmen. Bei Zusammenarbeit eines Heißwasserspeiches mit einem elektrischen Herd geht der Verbrauch des Herdes für reine Kochzwecke um etwa 20—25 % zurück. Es tritt also an Stelle eines Teiles der Belastung für Kochzwecke, die in ihrer zeitlichen Lage nicht ohne weiteres übersehbar ist, eine Belastung durch Heißwasserspeicher, deren zeitliches Auftreten sich zwangsläufig regeln und so anordnen läßt, daß sie in die Nacht oder in Zeiten geringerer Belastung fällt. Wenn es außerdem noch gelingen würde, auch die nicht zur Heißwassererzeugung dienende Herdbelastung durch Verwendung von Speicherherden in die Nacht zu verlegen, oder durch Benutzung von Sparherden abzuflachen und aus der Zeit der Kraftwerksspitze heraus zu verschieben, so würde die Belastung durch elektrisches Kochen und Heißwasserspeicher ein vorzügliches Mittel sein, um die Erreichung des Zieles der Elektrizitätswerke, die Belastung durch Wohnungen zeitlich so anzuordnen, daß sie sich möglichst gut in die Absenkungen der durch andere Abnehmergruppen hervorgerufenen Belastung einfügt, zu fördern.

Durch eine Umschaltvorrichtung, die die gleichzeitige Benutzung vom elektrischen Herd und Heißwasserspeicher verhindert, läßt sich ein gleichmäßigerer Verlauf der Belastung durch elektrisches Kochen und Heißwasserbereiten erreichen. Vom Standpunkt des Elektrizitätswerkes muß jedoch nicht so sehr ein gleichmäßiger Verlauf dieser Belastung angestrebt werden als ein Verlauf, der sich in die Lücken der Gesamtbelastungskurve des Kraftwerks günstig einfügt.

Hinsichtlich ihres Stromverbrauches sind außerdem im Haushalt noch Bügeleisen, Staubsauger, Heißluftduschen, Raumheizgeräte, Netzanschluß-Radiogeräte, Kaffeemaschinen, Schnellkocher und andere Geräte von Bedeutung. Über die Zeit ihrer Benutzung liegen nur vereinzelte Messungs- und Erfahrungswerte vor. Heizgeräte werden vorwiegend als Aushilfsheizung und Zusatzheizung verwandt, d. h. also morgens, wenn die allgemeine Raumbeheizung noch nicht genügend Wärme entwickelt, abends, wenn der größte Wärmebedarf entsteht, in den Übergangszeiten Herbst und Frühjahr und während besonderer Kälteperioden, da die für eine mittlere Außentemperatur bemessene allgemeine Raumheizung bei besonders niedriger Außentemperatur oft nicht mehr ausreicht. Bügeleisen werden den bisherigen Erfahrungen nach vorwiegend nachmittags benutzt, Staubsauger hauptsächlich morgens.

b. *Öffentliche Beleuchtung*

Die öffentliche Beleuchtung ergibt eine Belastungskurve, die sich nach Anfang und Ende eng dem Verlauf der Dunkelstunden anpaßt (Abb. 7 u. 8) und während der Dunkelstunden nahezu gleichmäßig horizontal verläuft. In einzelnen Städten wird allerdings gegen 1 Uhr nachts die Zahl der zur Straßenbeleuchtung dienenden Lampen verringert, so daß dann eine Absenkung auf eine niedriger liegende Horizon-

tale stattfindet. In anderen Städten liefern die Elektrizitätswerke Beleuchtungsstrom in den späten Abendstunden billiger als in den frühen, so daß aus diesem Grunde oft ein Abschalten von Teilen der öffentlichen Beleuchtung unterlassen wird.

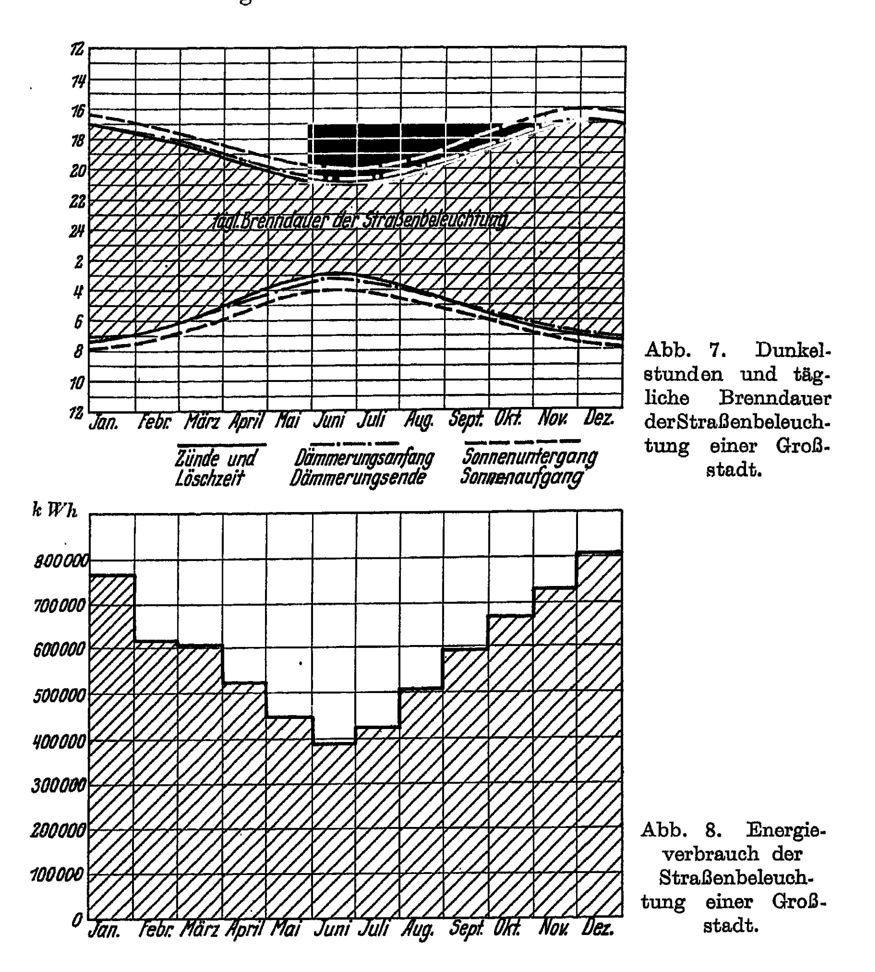


Abb. 7. Dunkelstunden und tägliche Brenndauer der Straßenbeleuchtung einer Großstadt.

Abb. 8. Energieverbrauch der Straßenbeleuchtung einer Großstadt.

c. *Gaststätten und Schaustätten*

Hotels, Gastwirtschaften und Konditoreien beginnen ihre Hauptbelastung während der Zeit der Kraftwerksspitze; der Lichtverbrauch dieser Betriebe dehnt sich jedoch über die Zeit der Kraftwerksspitze bis weit in die Nacht hinein aus, so daß der an sich unvorteilhafte hohe Verbrauch von Spitzenstrom durch eine ausgedehnte Entnahme von Nachtstrom wieder ausgeglichen wird. Nach den Erfahrungen, die mit gasbeheizten Großküchen von Restaurationsbetrieben gemacht worden sind und die durch Messungen in elektrischen Großküchenbetrieben

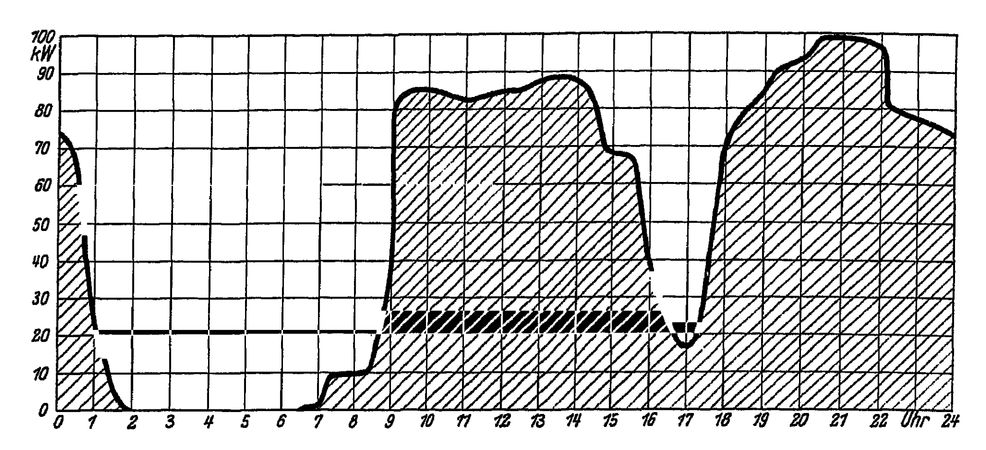


Abb. 9. Belastung einer elektrischen Großküche in einem Berliner Restaurant.

bestätigt wurden, ergibt sich, daß die Belastungskurve des elektrischen Großküchenbetriebes eines Restaurants zur Zeit der Kraftwerksspitze eine erhebliche Senkung aufweist (Abb. 9). Die Belastungskurve, die im übrigen ziemlich gleichmäßig verläuft, zeigt zwei Spitzen: die erste mittags, die zweite abends nach der Kraftwerksspitze. Diese Spitzen sind jedoch verhältnismäßig unerheblich. Hiernach kann die Belastung, die sich durch elektrische Großküchen von Restaurants ergibt, als günstig für das Kraftwerk bezeichnet werden.

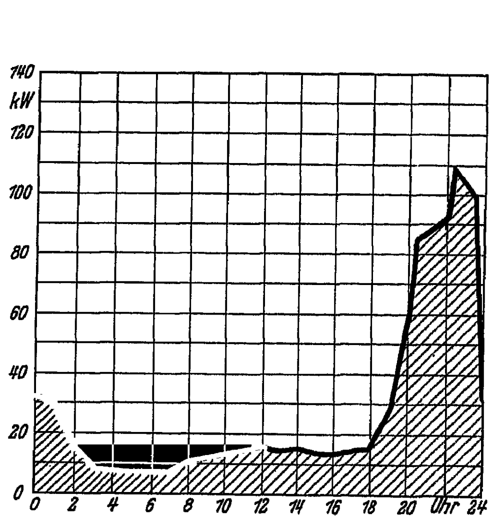


Abb. 10. Belastung eines Varieté- und Revue-Theaters.

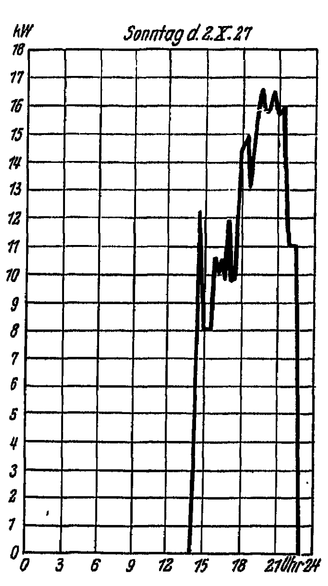


Abb. 11. Belastung eines Lichtspieltheaters.

Versammlungs- und Vergnügungsstätten weisen erhebliche Lichtbelastungen von etwa 20 Uhr abends an auf (Abb. 10 u. 11). Zu dieser Zeit ist die übrige Lichtbelastung bereits wieder im Absinken begriffen, so daß die Belastung durch diese Abnehmergruppen nicht als ungünstig

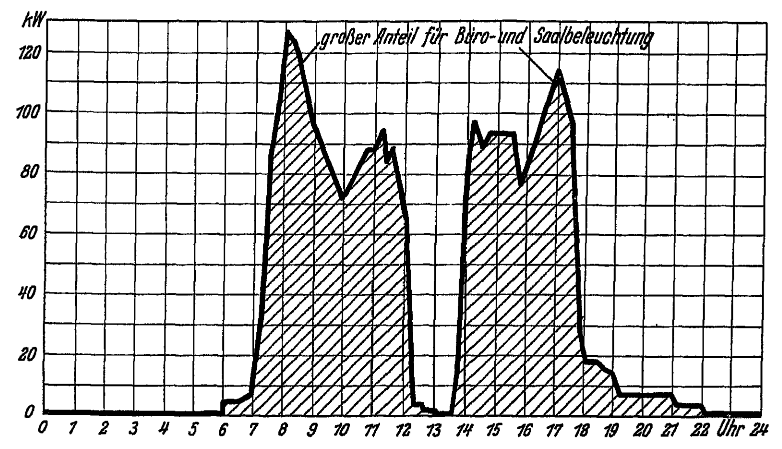


Abb. 12. Belastung eines graphischen Betriebes (Verlagsgesellschaft).

bezeichnet werden kann. Eine Ausnahme machen einige Lichtspieltheater, deren Lichtverbrauch bereits am Nachmittag einsetzt und sich durch die Lichtspitze bis etwa 23 Uhr erstreckt.

d. *Handel und Kleingewerbe*

Die Belastung durch Bürobeleuchtung (Abb. 12) fällt in voller Höhe in die Zeit der Spitze (Kraftwerksspitze in Berlin um 16.45 Uhr). Bei ungeteilter Arbeitszeit schließen die Büros im allgemeinen bereits um

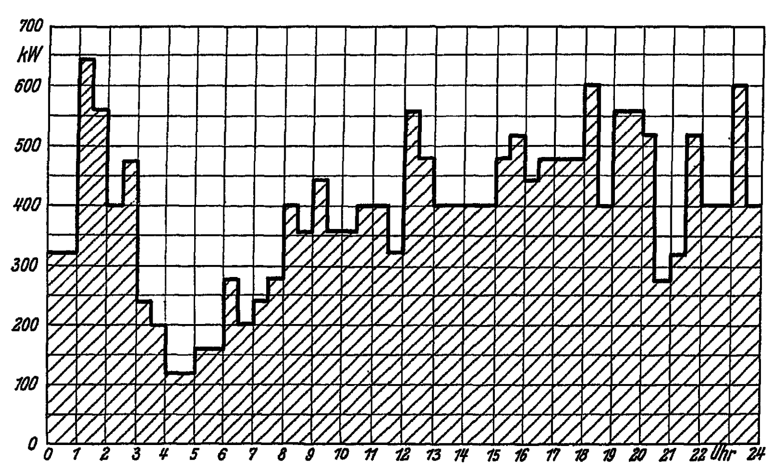


Abb. 13. Tagesbelastung einer Berliner Zeitungsdruckerei.

17 Uhr. Bei geteilter Arbeitszeit dagegen dehnt sich die Bürobeleuchtung über die Zeit der Spitze in die Abendstunden hinein aus.

Gewerbliche Betriebe (Abb. 13—17) ergeben ungefähr dieselben Kurven wie kleinere Industriebetriebe. Da die Zahl der in diesen Betrieben vorhandenen Maschinen im Verhältnis zur Arbeiterzahl gewöhnlich größer ist als in Industriebetrieben, so ist nicht mit einer gleich-

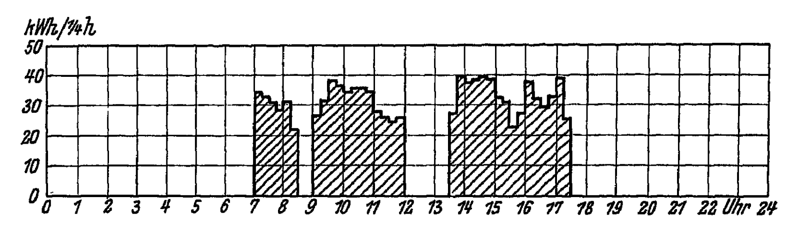


Abb. 14. Belastung eines Sägewerkes.

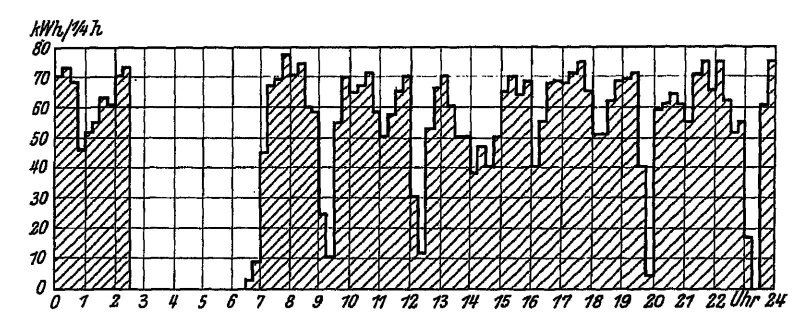


Abb. 15. Belastung einer Holzwollefabrik. (Viertelstündliches Maximum.)

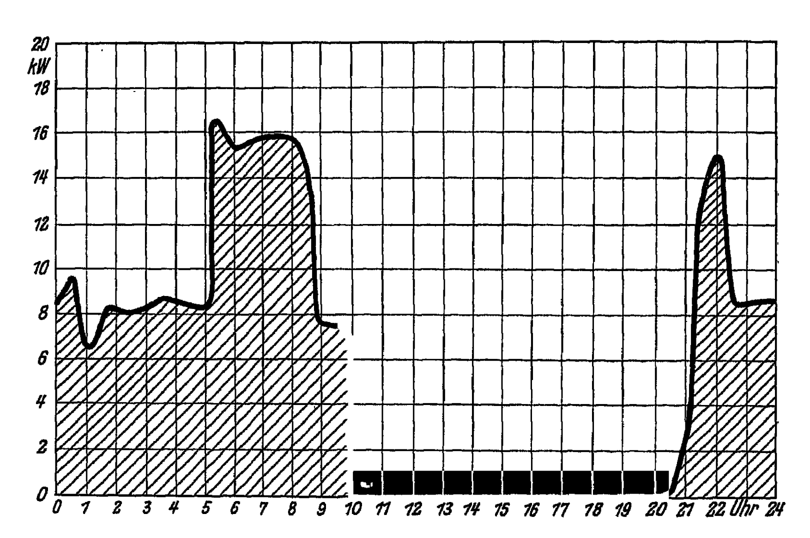


Abb. 16. Ladekurve der Akkumulatoren eines automatischen Postamtes.

zeitigen Inanspruchnahme aller Maschinen zu rechnen, wodurch größere prozentuale Schwankungen der Belastung hervorgerufen werden als in Industriebetrieben. Einzelne Verbrauchsapparate, die im Kleingewerbe neuerdings häufiger vorkommen, wie z. B. Speicherbacköfen in Kon-

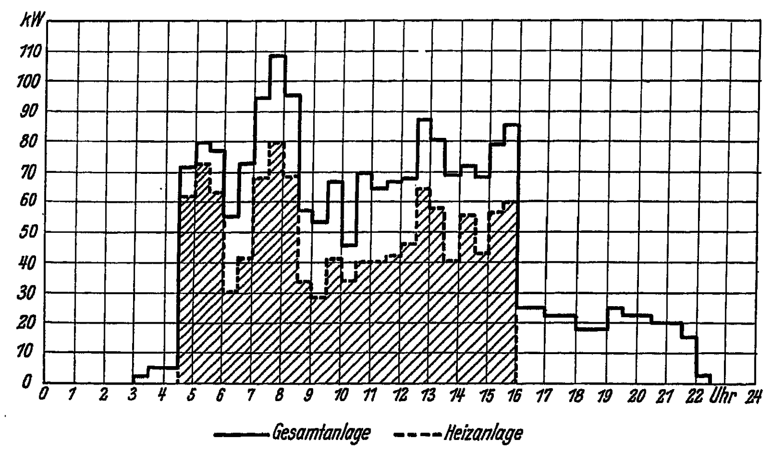


Abb. 17. Belastung einer Großbäckerei mit Elektro-Backofen.

ditoreien und Kühlanlagen in Schlächtereien, sind dadurch besonders wertvoll, daß sie für Nachtstrom Verwendung besitzen. Die Kurve der Belastung durch gewerbliche Betriebe zeigt nachmittags während der Zeit der Kraftwerksspitze abfallende Tendenz, ist also besonders günstig für Elektrizitätswerke mit höherer Nachmittagsspitze.

Einzelhandelsgeschäfte und Warenhäuser (Abb. 18) zeigen verschiedenen Charakter der Belastungskurve, je nachdem sie in Klein- oder

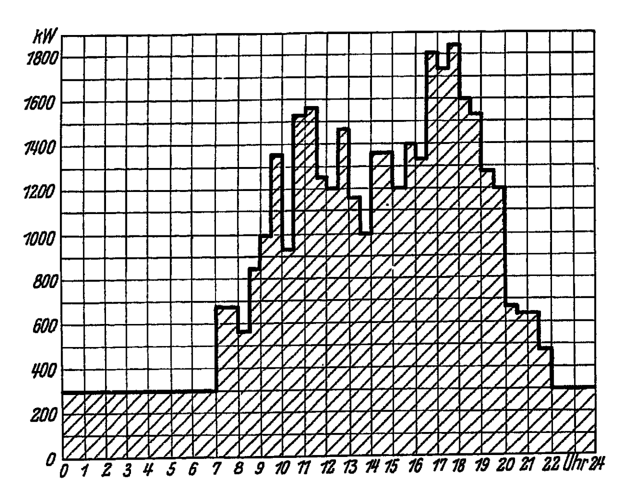


Abb. 18. Tagesbelastung eines großen Kaufhauses.

Großstädten liegen und je nach der Bauart der Gebäude. Besonders in Großstädten brennen Warenhäuser fast den ganzen Tag über Licht, so daß sich eine sehr hohe Benutzungsdauer der gesamten in ihnen angeschlossenen Beleuchtung ergibt. Die Lichtspitze derartiger Betriebe liegt zwischen 17 und 19 Uhr. In diese Zeit fällt auch ein großer Teil der Ladeninnen- und Schaufensterbeleuchtung, die auf diese Weise einen Beitrag zur Lichtspitze bildet. Es sollte angestrebt werden, die Schaufensterbeleuchtung durch Berechnung eines niedrigen Strompreises bis in die späten Nachtstunden hinein auszudehnen und dadurch an Nachtbelastung zu gewinnen.

e. *Produzierendes Gewerbe*

Für die Ausgestaltung der Netze eines Elektrizitätswerkes ist es von Bedeutung, wie sich in der Stadt Industrie- und Wohngebiete gruppieren. Ein Ausgleich der Belastung ergibt sich nur dort, wo Industrie- und

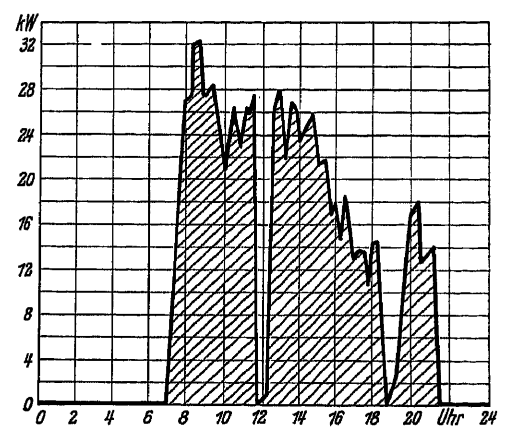


Abb. 19. Tagesbelastung einer Spinnerei im Februar 1929.

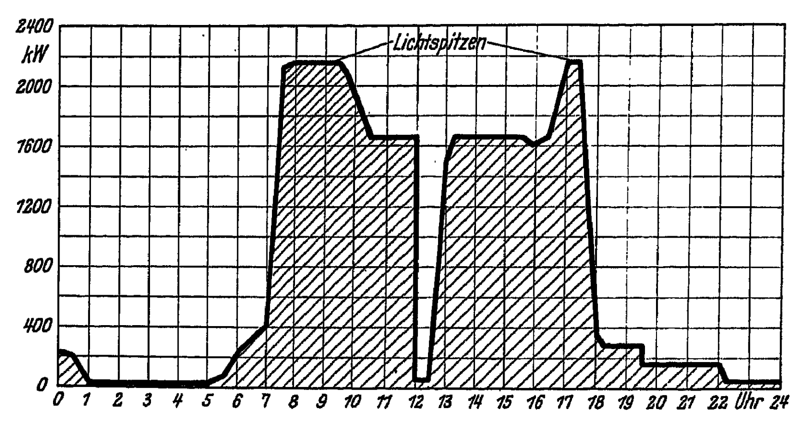


Abb. 20. Tagesbelastung einer Automobilfabrik im Dezember 1926.

Wohnviertel gemischt liegen. Sobald jedoch die Industrie in bestimmten Vierteln für sich konzentriert ist und die Wohnviertel von diesen getrennt liegen, wird sich wohl im Kraftwerk, jedoch nicht im Verteilungsnetz ein Ausgleich der Belastungsverhältnisse erzielen lassen.

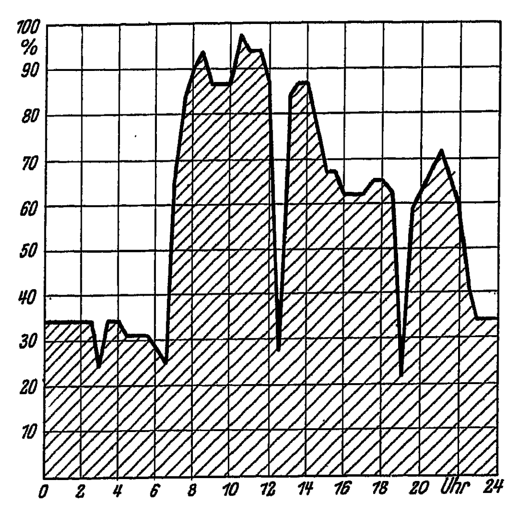


Abb. 21. Tagesbelastung bei einer Berliner Kabelfabrik an einem Werktag-Freitag im Juni 1928.

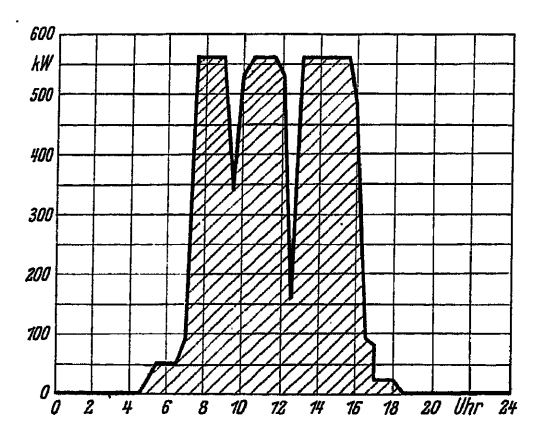


Abb. 22. Tagesbelastung des Elektroofens einer Berliner Maschinenfabrik im September 1929.

Während der Tagesstunden wird in den meisten größeren Städten der Verlauf der Belastung vorwiegend durch die Industrie (Abb. 19, 20, 21, 24, 25) bestimmt. Der Stromverbrauch der Industrie ist durch Art des Betriebes und Grad der Beschäftigung im allgemeinen gegeben. Es ist daher nur in besonderen Fällen und in Teilen von Betrieben mög-

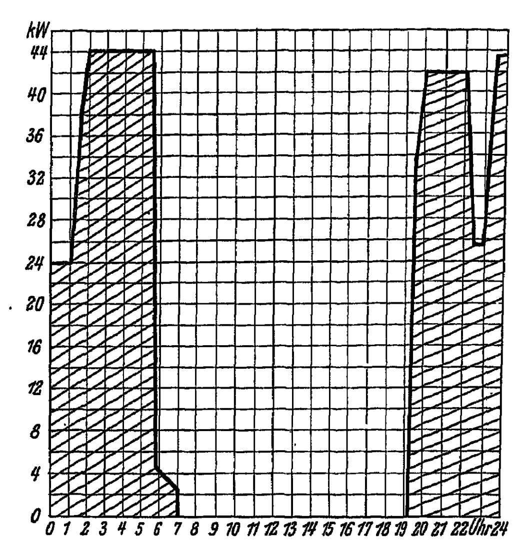


Abb. 23. Tagesbelastung des Trockenofens einer Berliner Metallgießerei im März.

lich, durch Verwendung geeigneter Apparate (z. B. Elektrostahlöfen (Abb. 22) und Trockenöfen in Gießereien (Abb. 23), Akkumulatoren-Ladeanlagen (Abb. 16) usw.) eine günstigere Gestaltung der Belastungs-

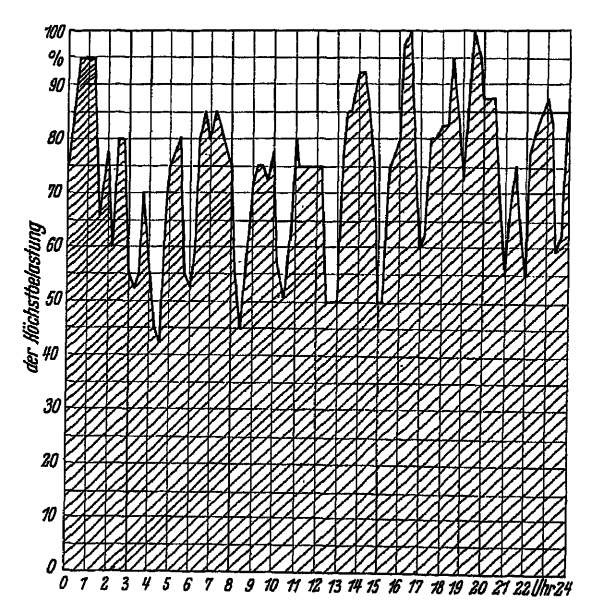


Abb. 24. Tagesbelastung eines durchlaufend arbeitenden chemischen Betriebes (Sauerstoffwerk).

kurve dieser Betriebe zu erzielen. Es sollte jedoch angestrebt werden, Betriebe, in denen eine Verlagerung möglich ist, durch besondere Vereinbarungen zur Einführung geeigneter Apparate zu veranlassen.

Vorteilhaft wäre es, wenn die einzelnen industriellen Betriebe Beginn und Ende ihrer Arbeitszeiten und ihre Mittagspausen in einer geeigneten Staffelung von kurzer Zeitdauer festlegen würden, wie es z. B. in Berlin bei Großbetrieben mit Rücksicht auf die Verkehrsmittel bereits geschieht. Durch diese Maßnahmen können Anstieg und Absinken der Belastung zu Beginn und Ende der Arbeitszeiten etwas abgeflacht und die Lastabsenkung während der Mittagspausen verringert werden.

Einfluß auf die Gestaltung der Belastungskurve hat auch die Zahl der Schichten. Ein Betrieb, der nur mit einer Schicht arbeitet, zeigt im allgemeinen eine größere Inanspruchnahme der vorhandenen Maschinen und Apparate, als ein Betrieb mit mehreren Schichten ergeben

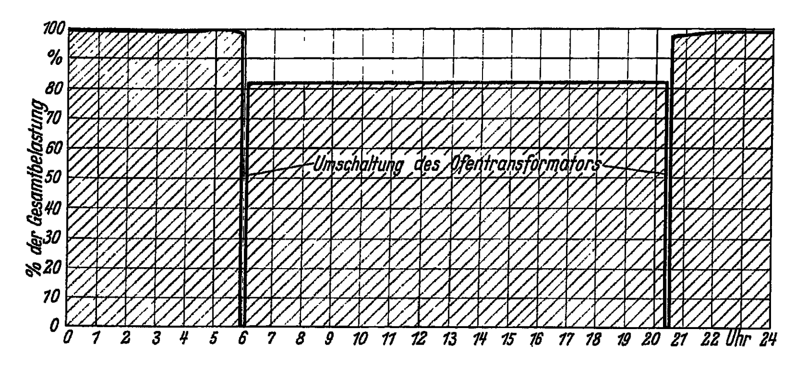


Abb. 25. Belastung einer Karbidfabrik mit einer Leistung von etwa 8000 kW während des Tages und etwa 9—10 000 kW während der Nacht.

würde; jedoch liegt beim Einschichtbetrieb das Belastungsmaximum stets außerhalb der Kraftwerksspitze. Bei Betrieben mit zwei Schichten ist die Tatsache interessant, daß im allgemeinen die erste Schicht eine größere Belastung bringt als die zweite (Abb. 19). Außerdem ergibt sich bei Zweischicht- oder Dreischichtbetrieben eine größere Verteilung der Belastung und damit ein günstigerer Belastungsfaktor.

Ebenso vielfältig wie die Arten und Betriebsformen der Industrie ist auch ihr Stromverbrauch hinsichtlich Menge und zeitlicher Verteilung. Wo nicht Einzelmessungen oder Leistungsmeßstreifen vorliegen, hat man keinen wahren Überblick über die Verteilung der Belastung während der Tagesstunden. Am günstigsten sind chemische Werke (Abb. 24, 25), die eine fast gleichbleibende Benutzung der Höchstlast und erheblichen Bedarf an Nachtstrom aufweisen. Eine Reihe anderer Betriebe, wie Wasserwerke, Färbereien, Brauereien, Papierfabriken, Ziegeleien nehmen ebenfalls nachts Strom auf. Die im Anhang beigefügte Tabelle gibt eine Reihe von Beispielen für die Benutzungszeiten der gemessenen Höchstleistung und die Belastungsfaktoren verschiedener Betriebe aus einigen

deutschen Versorgungsgebieten. Es muß jedoch ausdrücklich betont werden, daß diese Zahlen lediglich einen Anhalt für die außerordentliche Verschiedenartigkeit der in der Industrie auftretenden Benutzungszeiten der gemessenen Höchstleistung und der Belastungsfaktoren geben sollen und daß sie keineswegs als Grundlage für irgendwelche Vorausberechnungen verwandt werden dürfen.

f. *Landwirtschaft*

In ländlichen Versorgungsgebieten ist das Mißverhältnis zwischen Tagesbelastung und Abendspitze des Kraftwerks nicht so groß wie in der Stadt (Abb. 3). Dies rührt daher, daß den größten Anteil an der Kraftwerksspitze nicht Lichtstrom, sondern Kraftstrom hat. Für die Lage der Spitzen sind die motorischen Antriebe entscheidend, die Vormittags- und Abendbelastung des Kraftwerks ist annähernd gleich. In der Landwirtschaft tritt die höchste Belastung im Herbst und zu Beginn des Winters durch Dreschen auf. Sie liegt gewöhnlich zwischen 10 und 11^h vormittags, da von 11^h an bereits wieder eine Absenkung nach der Mittagspause hin beginnt. In den dunklen Wintermonaten wird nachmittags meist überhaupt nicht gedroschen. Dagegen wird von etwa 16^h an wieder Strom für Beleuchtung und Kleinkraft benötigt, so daß sich gegen Abend eine zweite, niedrigere Spitze einstellt.

Die Lage der Verbrauchsspitze bei Gutsbetrieben wird stark beeinflußt durch die Betriebsgrundsätze des betreffenden Gutsleiters (Abb. 26 bis 28). Wird z. B. das Korn direkt auf dem Felde vom Erntewagen weg gedroschen, so liegt die Dreschspitze dieses Gutes bereits in der Zeit

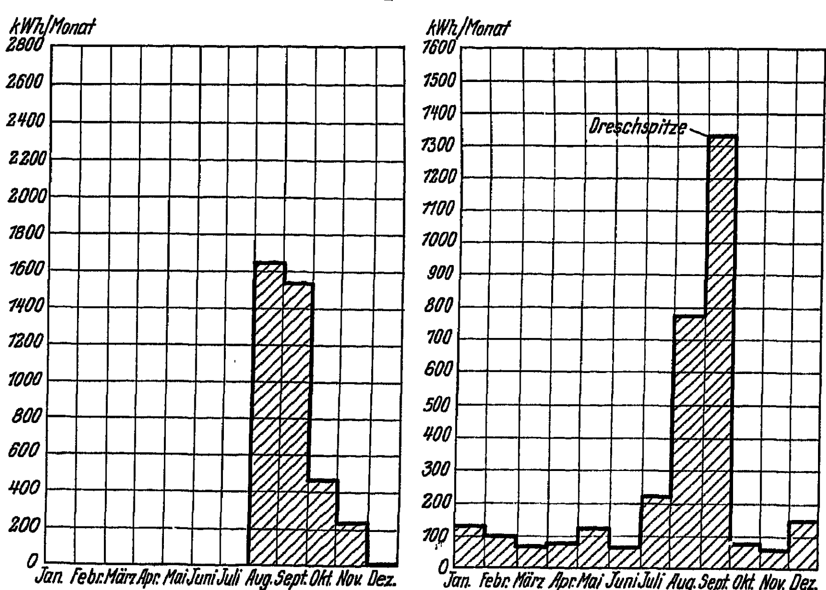


Abb. 26. Energieverbrauch eines Gutsbetriebes.

Abb. 27. Energieverbrauch eines Gutsbetriebes.

von Juli bis Mitte September. Bei Gütern, wo das Getreide zunächst eingefahren und dann in der Scheune gedroschen wird, oder wo es auf dem Felde in Diemen aufgestellt und dann im Winter gedroschen wird, liegt die Dreschspitze Ende November, Anfang Dezember. Manche Gutsbetriebe wenden beide Methoden an und haben infolgedessen zwei Dreschspitzen.

Die Dreschzeit, die Periode der größten Belastung, ist bei normalen Witterungsverhältnissen bereits Anfang Dezember beendet. Daher

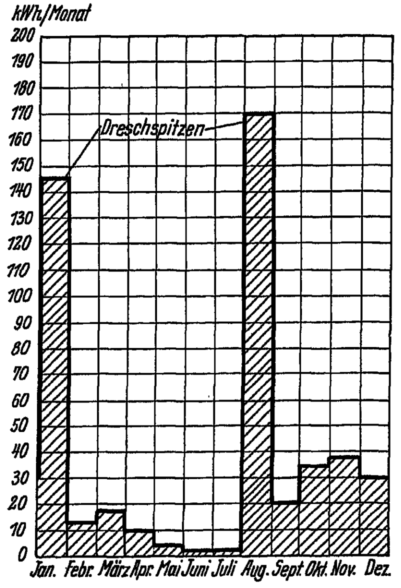


Abb. 28. Energieverbrauch einer Dreschgenossenschaft.

liegt in der Landwirtschaft im Verlauf des Jahres die Belastungsspitze bereits früher als in der Stadt, wo sie erst um Weihnachten herum auftritt.

Außerdem tritt infolge der verschiedenen Gewohnheiten der Land- und Stadtbewohner hinsichtlich des Gebrauchs von Licht auch ein Unterschied in der Lage der Tageskraftwerkspitze bei Überlandwerken und Stadtwerken auf, der für Vereinigung ländlicher und städtischer Versorgungsgebiete spricht.

g. *Traktion*

Elektrische Straßenbahnen (Abb. 31), elektrische Stadt- und Vorortbahnen (Abb. 29) und Untergrundbahnen (Abb. 30) weisen zu Beginn und Ende der Arbeitszeiten von Industrie, Handel und Gewerbe Höchstbelastungen auf, die jedoch verhältnismäßig in die Breite gezogen und nicht besonders scharf ausgeprägt sind. Während der Nachtzeit

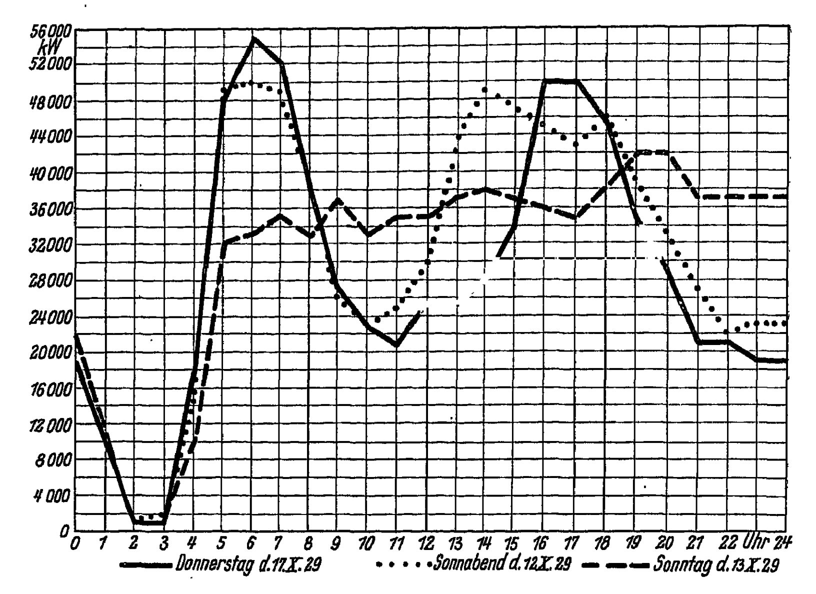


Abb. 29. Tagesbelastung der Berliner Stadt-, Ring- und Vorortbahnen.

von 21—5 h tritt eine starke Absenkung der Belastung ein. Der tiefste Punkt mit einem nur sehr geringen Prozentsatz der Tagesbelastung liegt bei Straßenbahnen und Untergrundbahnen etwa

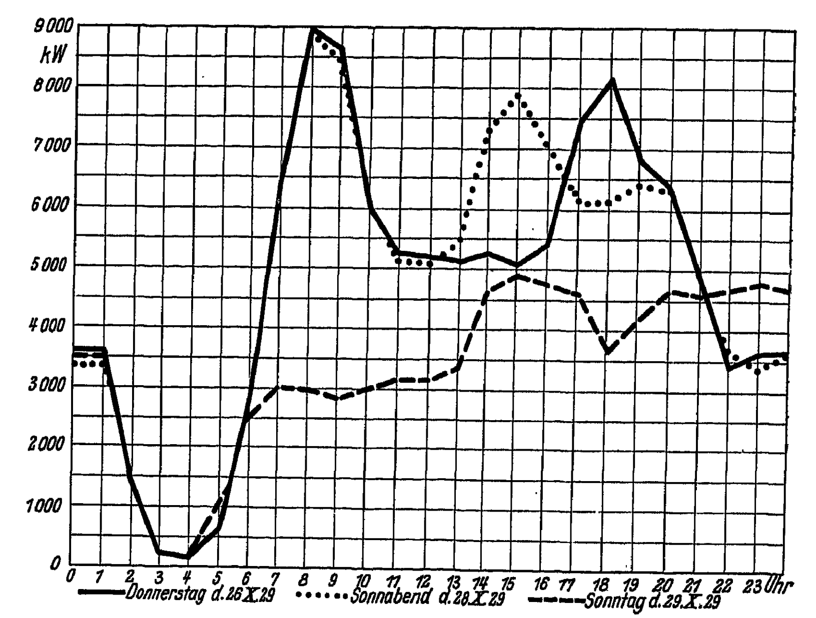


Abb. 30. Tagesbelastung der Berliner Hoch- und Untergrundbahn.

um 3 h nachts. Eine Verbesserung der Belastungsverhältnisse würde sich durch erhöhten Güterverkehr des Nachts erzielen lassen, ferner durch Ausführung des Rangierbetriebes mit Akkumulatoren-Lokomotiven, die nachts aufgeladen werden. Ebenso bilden elektrische Lieferwagen, Postwagen, Droschken, Elektrokarren und ähnliche Transportmittel, deren Batterien des Nachts aufgeladen werden können, für das Elektrizitätswerk wertvolle Abnehmer.

Durch plötzliche Änderung der Wetterverhältnisse (Abb. 31) oder durch Störungen bei parallel arbeitenden Verkehrsmitteln können erhebliche Stoßbelastungen verursacht werden, die einen ungünstigen Belastungsfaktor hervorrufen.

Besondere, und zwar unregelmäßige Belastungsspitzen ergeben sich bei Bahnbetrieben durch Verkehrsschwankungen an Ausnahmetagen, wie z. B. bei gesteigertem Ausflugsverkehr (Abb. 31) an schönen Sommer-

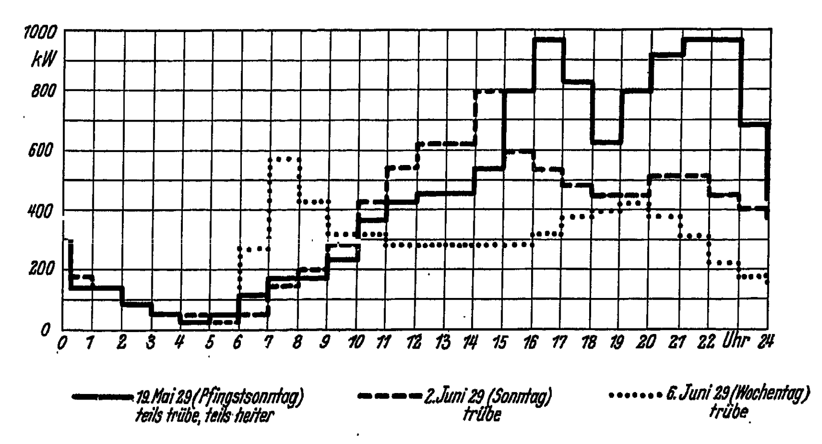


Abb. 31. Tagesbelastung einer Ausflugslinie der Berliner Straßenbahn.

Sonntagen, durch Rennen und ähnliche Veranstaltungen. Allerdings fallen diese außergewöhnlichen Belastungsspitzen meistens nicht mit Belastungsspitzen anderer Abnehmerkategorien zusammen.

Einflüsse auf die Belastungscharakteristiken der einzelnen Abnehmerkategorien

a. *Soziale Einflüsse*

Auf die Gestaltung der Kurve der Gesamtbelastung im Kraftwerk haben die Wohnungsverhältnisse besonderen Einfluß. Es hat sich immer mehr herausgebildet, daß finanziell gleichgestellte Kreise in bestimmten Stadtvierteln zusammenwohnen. Für das Elektrizitätswerk hat dies die Wirkung, daß der Anstieg der Sättigung der Haushaltungen mit elektrischen Geräten in den einzelnen Gegenden verschieden ist, so daß

vor allen Dingen in wohlhabenden Gegenden eine stärkere Inanspruchnahme der zugehörigen Netzteile durch Haushaltungen eintritt als in ärmeren.

Da auch die Größe der Wohnung, die eine Familie bewohnt, sich nach ihren finanziellen Verhältnissen richtet, so sind auch bestimmte Wohnungsgrößen in bestimmten Stadtvierteln vorherrschend. Diese Stadtteile verhalten sich hinsichtlich der Schnelligkeit, mit der der Anschluß der Wohnungen an die Netze der Elektrizitätswerke erfolgt, durchaus verschieden. Hierüber geben Untersuchungen Auskunft, die den Prozentsatz der mit Elektrizität versorgten Wohnungen mit verschiedenen Wohnungsgrößen in Beziehung setzen. Die Untersuchungen ergeben, daß die Kleinwohnungen am wenigsten an Elektrizitätsnetze angeschlossen sind und daß mit der Zahl der Zimmer auch die Zahl der angeschlossenen Wohnungen wächst.

b. *Konjunktur*

Die Belastung der Elektrizitätswerke wird durch Änderungen der Konjunktur im angeschlossenen Versorgungsgebiet stark beeinflußt. Man hat sogar daran gedacht, die Belastungsänderung des Elektrizitätswerkes als Maßstab für die Konjunktur zu benutzen. Hierbei ergeben sich jedoch Schwierigkeiten dadurch, daß man nicht genau übersehen kann, in welchem Zeitabstand eine Änderung der Belastung nach einer Konjunkturänderung eintritt; dieser Zeitabstand ist in den einzelnen der Konjunktur unterworfenen Industriearten und Handelsgebieten verschieden.

Wenn es sich um ein größeres Industriegebiet mit verschiedenartigen Industriezweigen handelt, so wird das Elektrizitätswerk von Konjunkturschwankungen, die ja im allgemeinen nur einzelne Industriezweige in Mitleidenschaft ziehen, weniger bemerken. Erst wenn eine in einem Versorgungsgebiet vorherrschende Industriegruppe, wie z. B. Spinnereianlagen, Konjunkturschwankungen unterliegt, wird das Elektrizitätswerk hiervon in Mitleidenschaft gezogen. Eine derartige Konjunkturschwankung wird sich bei der Industrie selbst in einem Rückgang oder in einer Steigerung der erteilten Aufträge bemerkbar machen. Inwieweit und in welchem Zeitabstand dann eine Einschränkung oder Steigerung des Betriebes hierauf folgt, ist von der Art des Betriebes, von den angesammelten Vorräten und verschiedenen anderen Faktoren abhängig.

Auch in der Landwirtschaft besitzen die Konjunkturänderungen erheblichen Einfluß auf den Energieabsatz. Zum Beispiel verringert der Landwirt in Zeiten einer ungünstigen Wirtschaftslage seinen Viehstand, wodurch sich je nach den Umständen eine größere oder eine geringere Rückwirkung auf den Strombezug ergeben kann.

c. *Jahreszeit*

Auf den Einfluß der Jahreszeit wurde bereits kurz bei Besprechung der Verhältnisse in der Landwirtschaft eingegangen. Dieser Einfluß

ist naturgemäß besonders stark bei Werken mit viel Beleuchtungsstrom (Stadtwerke). Die Überlandwerke wiederum sind von der Saison in der Landwirtschaft abhängig, wo besonders die Lage der Dreschperiode entscheidend für die Lage der Höchstbelastung in der Jahresbelastungskurve ist. Einzelne Betriebe, wie Ziegeleien (Abb. 32), Gemüse-Kon-

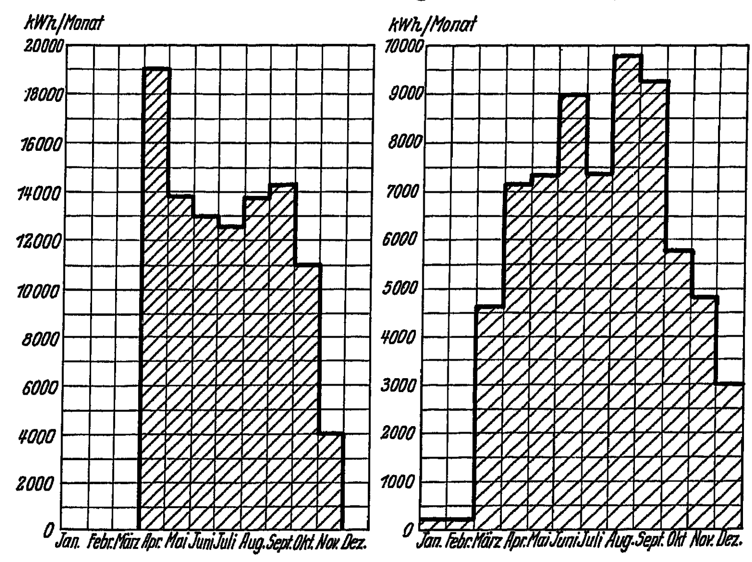


Abb. 32. Energieverbrauch einer Ziegelei.

Abb. 33. Energieverbrauch einer Gipsfabrik.

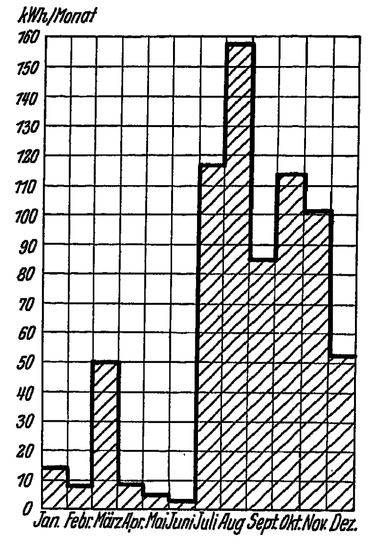


Abb. 34. Energieverbrauch einer Gemüsekonservenfabrik.

servenfabriken (Abb. 34), Gipswerke (Abb. 33) und ähnliche Saison betriebe bedürfen einer besonderen Behandlung, um zu vermeiden, da. ihre Höchstbelastung in die Zeit allgemeinen starken Energiebedarfe fällt. Andererseits lassen sich oft gerade diese Betriebe zur Ausfüllun von Absenkungen im Jahresbelastungsgebirge verwenden, um so mehr wenn sie, wie Ziegeleien für Pumpen von Wasser, auch noch für den Ab satz von Nachtstrom geeignet sind.

Bei Besprechung der Verhältnisse der elektrischen Bahnen wurd schon erwähnt, daß durch Ausflugsverkehr und ähnliche Gelegenheite besondere, unregelmäßige Belastungsspitzen verursacht werden können Naturgemäß werden Verkehrsspitzen durch Ausflugsverkehr besonder im Sommer hervorgerufen.

d. *Wetter*

Ähnlich ist der Einfluß, den das Wetter auf die Belastung der Elek- trizitätswerke ausübt (Abb. 35). Zunächst werden auch hier Lichtwerke besonders stark beeinflußt. In der Landwirtschaft richtet sich die Be- triebsführung weitgehend nach den Witterungsverhältnissen. Dies wirkt auf Überlandwerke zurück, bei denen z. B. bei mildem Wetter bis gegen Weihnachten hin der Strombedarf sich mehr verteilt als bei frühzeitigen Frösten, da dann Arbeit auf dem Felde unmöglich und statt dessen gedroschen wird. Bei großen Absatzgebieten sind die Schwankungen, die durch Wetter hervorgerufen werden, allerdings gering, da bei der Ausdehnung des Gebietes ein gewisser Ausgleich eintritt. Nach Angaben von Überlandwerken kommt es vor, daß innerhalb eines Tages durch Änderung des Wetters Belastungsänderungen von etwa 30 % des Tages- maximums auftreten.

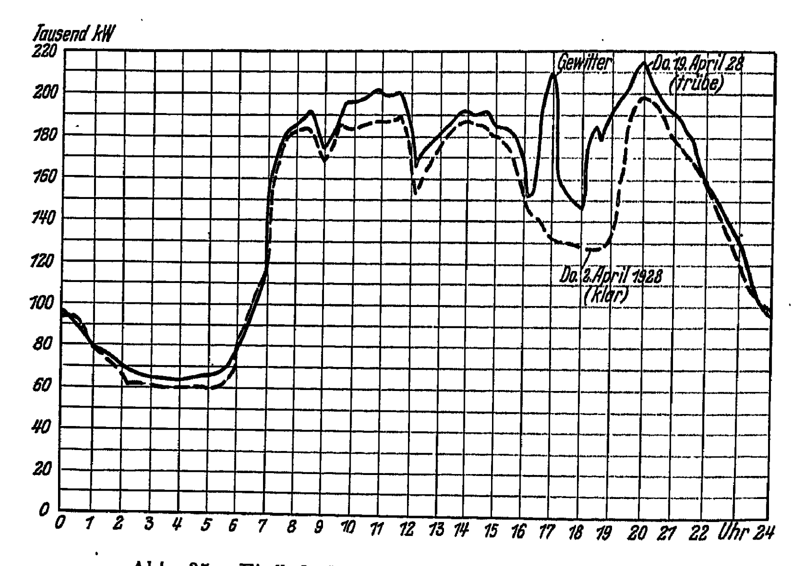


Abb. 35. Einfluß der Witterung auf die Belastung.

Auch andere der Landwirtschaft verwandte Betriebe werden stark durch das Wetter beeinflußt. Interessant ist der Vergleich des Energiebedarfes einer Gärtnerei in einem trockenen und in einem nassen Jahr (Abb. 36). In dem trockenen Jahre wurden große Energiemengen zum Pumpen von Wasser benötigt.

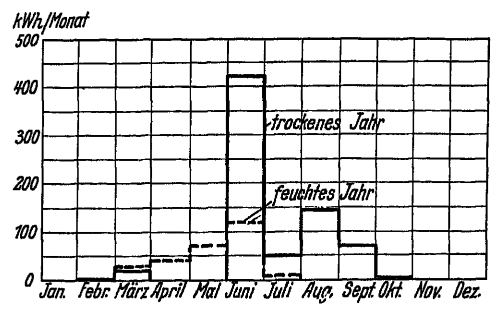


Abb. 36. Verbrauch elektrischer Arbeit einer Gärtnerei in einem trockenen und einem feuchten Jahr.

e. *Besondere Veranstaltungen*

Besondere Veranstaltungen, wie Volksfeste, Messen (Abb. 37), Ausstellungen und Lichtwochen, bedürfen besonderer Aufmerksamkeit der Elektrizitätswerke, da sie gewöhnlich eine ausgeprägte Belastungsspitze hervorrufen. Vom Standpunkt des Elektrizitätswerkes aus wäre es also wünschenswert, daß derartige Veranstaltungen in Jahreszeiten verlegt werden, wo die Werke weniger beansprucht sind.

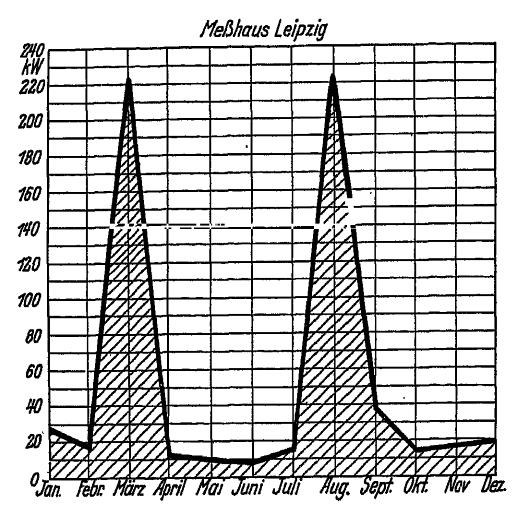


Abb. 37. Jahresbelastung des Meßhauses in Leipzig

Verbesserung des Belastungsfaktors durch Änderung der Belastungsverhältnisse

Die außergewöhnliche Vielseitigkeit der Verhältnisse, die auf die Belastung eines Elektrizitätswerkes Einfluß haben, bringt es mit sich, daß Maßnahmen zur Verbesserung der Belastungsverhältnisse und damit zur Verbesserung des Belastungsfaktors nur auf Grund von ausgedehnten Untersuchungen und Erfahrungen in dem bestimmten Absatzgebiet getroffen werden können. Andererseits wird gerade durch eine Verbesserung des Belastungsfaktors eine wirtschaftlichere Ausnutzung des Kapitals und der Organisation und damit eine Verbilligung der Elektrizität am besten gefördert. Dieses gilt um so mehr, als die Verbesserung des Belastungsfaktors wichtiger ist als die Verbesserung der Stromerzeugungskosten in all den Fällen, wo der Strom nicht als Rohstoff durch die Abnehmer verbraucht wird, wie z. B. in der Elektrochemie.

a. *Absenkung der Belastungsspitze*

Die Maßnahme, die zur Verbesserung des Belastungsfaktors am nächstliegenden erscheint, ist eine Absenkung der Belastungsspitze. Dies könnte geschehen, indem einzelnen Abnehmergruppen, die in der Zeit der Belastungsspitze einen besonders hohen Verbrauch aufweisen, der Strombezug über einen bestimmten festgesetzten Wert hinaus gesperrt wird. Von nicht ganz so einschneidender Wirkung ist die Erhebung eines besonderen Preiszuschlages auf Verbrauch innerhalb der Spitzenzeit. Nun wird aber die Belastungsspitze nicht durch eine besondere Ungeschicklichkeit der Abnehmer verursacht, sondern sie ist vielmehr aufs engste mit ihren Bedürfnissen verknüpft; daher läßt sich ihre Unterdrückung oder Absenkung durch die oben angegebenen Maßnahmen nur selten erreichen, ohne daß ein unangenehmer Druck auf die Abnehmer ausgeübt wird. Ein Verbot der Strombenutzung in der Spitzenzeit würde daher auch kaum berücksichtigt werden und wäre geschäftlich falsch. Es wird allerdings bestimmte Abnehmergruppen geben, denen es möglich ist, einen Teil ihres Stromverbrauches aus der Spitzenzeit heraus zu verlegen. In diesem Sinne ist der Erfolg derartiger Maßnahmen abhängig vom Charakter des Versorgungsgebietes.

b. *Hebung der Belastung außerhalb der Spitze, insbesondere während der Nacht*

Viel mehr Erfolg versprechen die Bemühungen zur Hebung der Belastung außerhalb der Spitze, insbesondere während der Nacht. Hierfür kommen in Frage alle Betriebe, die die Möglichkeit haben, elektrische Energie aufzuspeichern, ferner solche Betriebe, die Tag und Nacht arbeiten (Elektrochemie) und die dann durch besondere Preisgestaltung veranlaßt werden sollten, den Hauptteil ihres Strombezuges in die Nacht zu verlegen. Große Möglichkeiten bietet auch die Elektrowärmeverwendung in der Metallindustrie, z. B. in Gestalt von Trockenöfen zum Trocknen von Kernen und Formen, Vergütungsöfen, Emaillier- und Lackieröfen, deren Betriebszeit sich ganz oder zum Teil auf die Nacht oder auf andere belastungsschwache Stunden verlegen läßt.

Bäcker- und Konditoröfen lassen sich zum Teil als Speicheröfen ohne oder mit kurzfristiger Tagesnachheizung betreiben. Auf diesem Gebiet scheint z. B. für Groß-Berlin ein Stromabsatz von rund 200 Millionen kWh unter den geeigneten Voraussetzungen erreichbar.

In Berlin gibt es rund 1 Million Wohnungen ohne zentrale Warmwasserversorgung. Wenn es gelingt, nur 10 % dieser Wohnungen mit Heißwasserspeichern zu versehen, so würden 100 000 Heißwasserspeicher mit einer durchschnittlichen Leistung von 650 Watt aufzustellen sein. Dieses würde eine Nachtlast von 65 000 kW mit einem Jahresverbrauch von rund 150 Millionen kWh ergeben.

Die bisher gebräuchliche Heizung der Frühbeete durch Dungpackungen kann durch die Heizung mittels elektrischer Kabel, die im Beet verlegt werden, ersetzt werden. Die Wärmekapazität des Bodens ist so hoch, daß reine oder zum mindesten überwiegende Nachtheizung möglich ist. Es ist hierbei bei einer Leistung bis zu 100 Watt pro m² mit einem Stromverbrauch von 1 kW je m² und Tag zu rechnen, der naturgemäß stark von den Temperaturverhältnissen abhängt. Dieser Stromverbrauch würde sich natürlich in der Hauptsache auf das Winterhalbjahr beschränken.

Ebenso werden die verschiedentlich angestellten Versuche über die Beeinflussung des Pflanzenwachstums durch künstliche Beleuchtung in den lichtarmen Wintermonaten voraussichtlich zu günstigen Ergebnissen führen, so daß hier mit einem weiteren Absatz von Nachtstrom zu rechnen ist, dessen Größenordnung allerdings vorläufig schwer zu veranschlagen ist.

Hierfür gehören auch städtische Wasser- und Schöpfwerke zu Kultivierungszwecken, deren Betriebszeit sich so legen läßt, daß sie außerhalb der Spitze fällt.

Zur Beeinflussung von Abnehmern in dieser Richtung erscheinen tarifliche Maßnahmen in Verbindung mit einer geeigneten Werbung und Aufklärung am geeignetsten. Bevor man sich entschließt, den Abnehmern zu bestimmten Zeiten besondere Preisermäßigungen zu gewähren, muß festgestellt werden, ob eine Herabsetzung des Strompreises tatsächlich einen Mehrbezug elektrischer Energie oder eine günstige Verlegung der Bezugszeit hervorrufen würde, oder ob der betreffende Abnehmer nach der Eigenart seines Betriebes gar nicht das Bedürfnis besitzt, seinen Stromverbrauch zu vermehren. Im letzteren Falle würde eine Strompreisermäßigung lediglich einen Einnahmeausfall bedeuten.

Besonderer Aufmerksamkeit bedürfen auch Betriebe mit eigenen Kraftstationen. Bei diesen besteht vielfach der Wunsch, die Grundbelastung im eigenen Werk zu erzeugen und für die Spitzenbelastung das Elektrizitätswerk heranzuziehen. Wenn die Belastungsspitze derartiger Abnehmer in die Zeit der Kraftwerksspitze des Elektrizitätswerkes fällt, so bedeutet dies eine für das Elektrizitätswerk unangenehme Vergrößerung der Belastungsspitze, der am besten durch tarifliche Maßnahmen entgegengewirkt wird.

c. *Verschiebung der einzelnen Belastungskomponenten*

Ein anderes Mittel zur Verbesserung der Belastungsverhältnisse ist es, die Belastungsspitzen verschiedener Abnehmergruppen so gegeneinander zu verschieben, daß sie nicht aufeinander, sondern nebeneinander fallen und auf diese Weise eine Verbreiterung der resultierenden Spitze ergeben. Es wurde schon in früheren Absätzen darauf hingewiesen, daß gewisse Unterschiede bezüglich des Auftretens der Höchstbelastung in ländlichen und städtischen Versorgungsgebieten innerhalb der Tages- und Jahresbelastungskurve auftreten können. Wenn dies der Fall ist, so ist es günstig, Versorgungsgebiete mit zeitlich gegeneinander verschobenen Spitzen zusammenzuschalten. Auch die Ausdehnung eines Gebietes kann eine Rolle spielen, wenn sie solche Ausmaße annimmt, daß schon durch die verschiedene Lage der Dunkelstunden eine gegenseitige Verschiebung der Belastungsspitze hervorgerufen wird.

Bei industriellen Betrieben wäre eine gegenseitige Verschiebung der Spitzen nur dadurch möglich, daß man die Betriebe bittet, zu ungleichen Tageszeiten zu beginnen und aufzuhören. Dem stehen natürlich die Lebensgewohnheiten der Arbeiter und in den meisten Fällen auch tarifliche Vereinbarungen zwischen Arbeitgebern und Arbeitnehmern oder gesetzliche Bestimmungen über Beginn und Zeitdauer der Arbeit entgegen. Günstigen Einfluß besitzen in dieser Hinsicht Werke, die in mehreren Schichten arbeiten.

Mittel zur Änderung der Belastungsverhältnisse

a. *Werbung*

Um bei den verschiedenen Abnehmergruppen ein Verständnis dafür hervorzurufen, von welchem Einfluß sie auf die Belastungsverhältnisse des Elektrizitätswerks sind und von welchem Einfluß wiederum die Belastungsverhältnisse des Elektrizitätswerks auf die ihnen zu gewährenden Strompreise sind, ist es notwendig, aufklärende und werbende Arbeit zu leisten. Vom Standpunkt des Elektrizitätswerkes aus muß diese Werbung in erster Linie im Auge haben: eine Vergrößerung des Strombezuges vor allem zu den Zeiten zu erzielen, wo die Ausnutzung von Kraftwerk und Verteilungsnetz verbesserungsbedürftig ist.

Ein Gebiet, auf dem sich durch Werbung besondere Erfolge erzielen lassen, sind Haushaltungen. Die Belastung durch Haushaltgeräte, vielleicht mit Ausnahme von elektrischen Herden, deren Benutzungsverhältnisse noch nicht völlig geklärt sind, liegt meistens außerhalb der Spitze. Es ist daher angebracht, die Einführung von Haushaltgeräten mit allen Mitteln zu fördern. Um die Anschaffung derartiger Geräte zu erleichtern, sind deshalb von verschiedenen Elektrizitätswerken in Verbindung mit den örtlichen Installateuren Ratenzahlungssysteme eingeführt worden.

b. *Tarife*

Auf die Industrie dagegen wird sich ein Einfluß am besten durch tarifliche Maßnahmen ausüben lassen. In Deutschland sind insbesondere zwei Tarifarten von Bedeutung: der Grundgebührentarif, bei dem der Arbeitspreis für die Kilowattstunde möglichst klein gewählt und von einer bestimmten Grenze an gestaffelt wird. Auf diese Weise wird ein Anreiz zum Verbrauch gegeben. Der Leistungspreis wird meistens auf das mittlere Monats- oder Jahresmaximum bezogen und dadurch ein Anreiz zur Vermeidung einer zu hohen Spitze erzielt. Zur Hebung des Strombedarfs zu Zeiten geringerer Belastung können außerdem noch besondere Ermäßigungen des Arbeitspreises für Strom, der außerhalb der Spitze und des Nachts bezogen wird, gewährt werden. Besondere Ermäßigungen sollten gewährt werden für den Fall, daß ein Abnehmer sich verpflichtet, während der Spitze überhaupt keine oder eine festzusetzende äußerst geringe Arbeitsmenge (z. B. für Beleuchtung) zu beziehen.

Eine andere Tarifform, die auf eine Verbesserung der Belastungsverhältnisse abgestellt ist, ist der sogenannte Mehrfachtarif. Bei diesem werden zu verschiedenen Tageszeiten verschiedene Strompreise berechnet. Auch dieser beeinflußt also die Benutzungsdauer und bietet gleichzeitig einen Anreiz zum Verbrauch an den Stellen, wo es dem Elektrizitätswerk erwünscht ist.

Grenzen der Verbesserung des Belastungsfaktors

Bei Betrachtung der Mittel, die sich zur Verbesserung des Belastungsfaktors bieten, darf nicht vergessen werden, daß es für jedes Versorgungsgebiet und für jede Abnehmergruppe eine gewisse Grenze der Verbesserungsmöglichkeit gibt, die durch deren besonderen Charakter gegeben ist. Hervorragende Erfolge, insbesondere hinsichtlich der Hebung der Nachtbelastung, sind in Basel erzielt worden. Im Groß-Berliner Versorgungsgebiet würde sich durch die im vorhergehenden be-

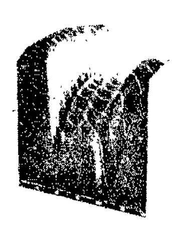


Abb. 38. Belastungsgebirge der zur Erreichung des Belastungsfaktors 1 abzugebenden Arbeit 1926.

sprochenen Maßnahmen bei Zugrundelegung der gemachten Voraussetzung eine Nachtlast im Winterhalbjahr von rund 200 000 kW mit einem Jahresstromverbrauch von rund 500 Millionen kWh erreichen lassen. Hierbei sind die Anwendungsgebiete von Nachtstrom in der Metallindustrie nicht mitgerechnet. Um die obige Zahl richtig bewerten zu können, sei angegeben, daß im Jahre 1928 die Höchstbelastung der Berlin versorgenden Kraftwerke und der Fernstromleitungen 438 300 kW und die Zahl der verkauften kWh rund 1100 Millionen betrug.

Welche Aufgaben hinsichtlich Verbesserung der Belastungsverhältnisse noch zu lösen sind, wird gut veranschaulicht durch das Belastungs-

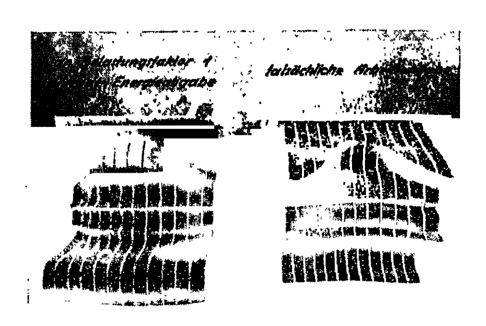


Abb. 39. Belastungsgebirge 1926.

gebirge der unverkauften Arbeit eines großstädtischen Elektrizitätswerkes (Abb. 38 u. 39). Die Verbesserung des Belastungsfaktors ist begrenzt durch die Lebensverhältnisse des Volkes und die Bedürfnisse der Industrie. Mit dem weiteren Eindringen der Elektrizität in alle Lebensverhältnisse wird sich der Belastungsfaktor immer mehr verbessern; er wird aber asymptotisch einem durch die Verhältnisse gegebenen Grenzwert zustreben.

Summary

The increased use of electricity for all purposes necessitates careful study of the resulting load conditions. The load factor is widely known as a means to describe the relation between the actual total amount of energy produced during a certain period and the possible amount of energy, which could have been produced, if a load equal to the peak load had been used throughout the same period. The equation of definition given in the following paper comprises the different methods of calculating the load factor. The practicability of the load factor for economical calculations in power stations and tariff practice is criticized. The methods of analyzing load diagrams are set forth and the load components caused by the various groups of customers under different conditions and their relations to the load factor are discussed. Means to improve the load factor are presented in cases where improvement seems feasible, and the value of custom canvassing and different kinds of tariffs for this purpose is discussed.

Dieser Bericht entstand unter Mitarbeit von:

Dr.-Ing. *O. Oliven*, Berlin,
Prof. Dr.-Ing. *Dr. R. Haas*, Rheinfelden,
G. Frisch, Gumbinnen,
A. Petri, Stettin,
Dr.-Ing. *Nissel*, Berlin,
Prof. *R. Schneider*, Darmstadt,
Dipl.-Ing. *C. T. Kromer*, Berlin,
Wasserzier, Berlin,
Dipl.-Ing. *Rückwardt*, Berlin,
Dipl.-Ing. *Thiemens*, Berlin,
Dipl.-Ing. *Pauly*, Berlin.

Dänemark

Über die Vorausberechnung der Jahresverluste in Umformer- oder Umspannwerken mit Hilfe von Belastungsdauerkurven

Dänisches Nationalkomitee

Ing. A. Bögh

Es ist beim Ausarbeiten von Projekten oft notwendig, zu versuchen, ein wenig in die Zukunft zu schauen. Nicht am wenigsten ist dies der Fall beim Entwerfen von Anlagen für öffentliche Elektrizitätsversorgung, wo man wegen der gewaltigen Entwicklung oft in einer schwierigen Lage ist beim Festlegen von Größe und Art der neuen Anlage. Man muß hierbei die stattgefundene Entwicklung der jüngst vergangenen Jahre in Betracht ziehen und sich in einer möglichst übersichtlichen Weise einen Überblick über die Lage der augenblicklichen Verhältnisse verschaffen. Zur Erzielung eines solchen Überblickes kann die Belastungsdauerkurve oder die geordnete Belastungskurve eine gute Hilfe bringen. Es hat durchaus einen Sinn zu glauben — ja, es liegt beinahe in der Natur der Sache, daß es sich so verhalten muß —, daß die Form der Belastungsdauerkurve keinen plötzlichen Änderungen von Jahr zu Jahr unterworfen ist; solche plötzlichen Änderungen können nur dadurch eintreten, daß Verbraucher angeschlossen werden, die infolge ihrer Größe sowie der Art ihres Verbrauches solchen Charakters sind, daß man sich vor dem Anschluß derselben an die vorhandene Anlage darauf vorbereiten muß, in Erwägung zu ziehen, ob man durch besondere Maßnahmen solchen Schwierigkeiten, die sonst entstehen könnten, begegnen soll. Die gleichmäßige Steigerung des allgemeinen Verbrauchs wird höchstens eine allmähliche Änderung der Form der Belastungsdauerkurve bewirken können, und man steht deswegen auf ziemlich festem Boden, wenn man in bezug auf die Belastungsverhältnisse innerhalb eines Lieferungsbezirks die Grundlage benutzt, die eine Belastungsdauerkurve für diesen Bezirk geben kann.

Nachstehend soll nunmehr eine besondere Anwendung der Belastungsdauerkurve beschrieben werden, nämlich diejenige der Vorausberechnung der Jahresverluste in Umformer- oder Umspannwerken, welche innerhalb solcher Liefergebiete angelegt werden sollen, wo bereits früher Lieferung erfolgte, aber jetzt infolge gesteigerter Belastung eine Errichtung neuer Lieferzentralen erwünscht ist.

Die erste Frage, die sich in bezug auf die Anwendung der Belastungsdauerkurve meldet, ist folgende: wie erhält man am leichtesten eine

Dauerkurve für gerade dasjenige Gebiet, dessen Verhältnisse untersucht werden sollen? Es wird ja in vielen Fällen nicht möglich sein, die für das Zeichnen der Kurve erforderlichen Ablesungen zur Verfügung zu haben, teils, weil die Belieferung des Gebiets als ein Teil einer größeren Gesamtheit eingeht, so daß es nicht möglich ist, Kenntnis von den Belastungsschwankungen in dem einzelnen Teile des Gebietes zu erhalten, teils, weil man nicht immer imstande ist, ein ganzes Jahr zu warten, so wie es notwendig ist, wenn die Angaben vom Grunde aus herbeisgechafft werden sollten.

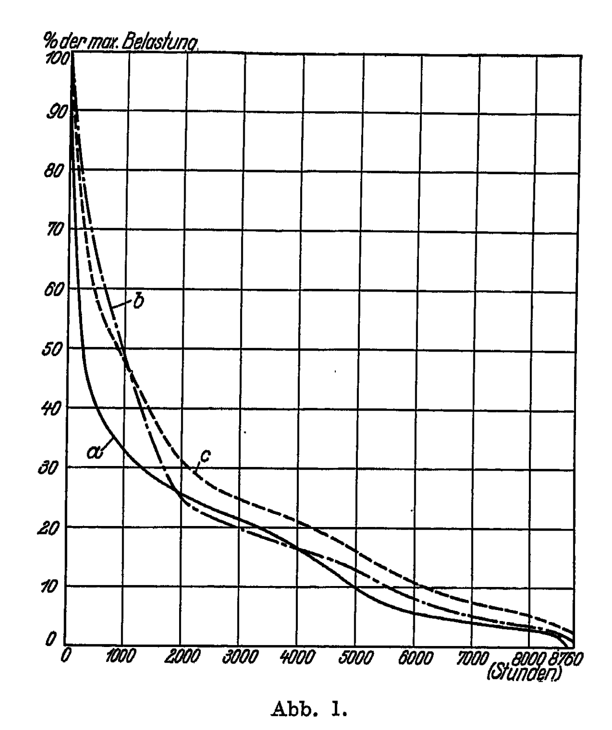


Abb. 1.

Handelt es sich darum, die Form der Dauerkurve für ein Viertel einer größeren Stadt zu bestimmen, so wird man oft in folgender Weise verfahren können: Mit Hilfe der täglichen Belastungskurven der bereits vorhandenen Unterstationen zeichnet man Dauerkurven für letztere. Die hierfür erforderliche Arbeit ist nicht so groß, wie es im ersten Augenblick erscheint. Für eine gewöhnliche Stadtbelieferung wird es nur nötig sein, die Belastungskurven für eine ziemlich begrenzte Anzahl Tage eines Jahres zu behandeln, wenn die Wahl dieser Tage laut einer einigermaßen eingehenden Kenntnis von den periodischen (wöchentlichen und monatlichen) Schwankungen der Belastungskurven erfolgt. Eine vorgenommene Untersuchung hat gezeigt, daß man sozusagen vollständig zusammenfallende Kurven dadurch erhielt, daß man zuerst die Kurven

für 95 Tage des Jahres und nachher nur für 40 Tage in demselben Jahre benutzte. Es ist sogar möglich, daß man durch Anwendung der Kurven für eine noch kleinere Anzahl Tage durchaus brauchbare Resultate erhalten wird. Wenn hierzu noch kommt, daß die Form der Belastungsdauerkurve, wie vorhin erwähnt, sich von Jahr zu Jahr nur wenig ändert, so daß es nur nötig ist, dieselbe in Abständen von mehreren Jahren zu überprüfen, so ist es ersichtlich, daß die mit der Herbeischaffung der Belastungsdauerkurven verbundene Arbeit nicht unüberwindlich ist. Mittels der in genannter Weise aufgezeichneten Kurven hat man eine

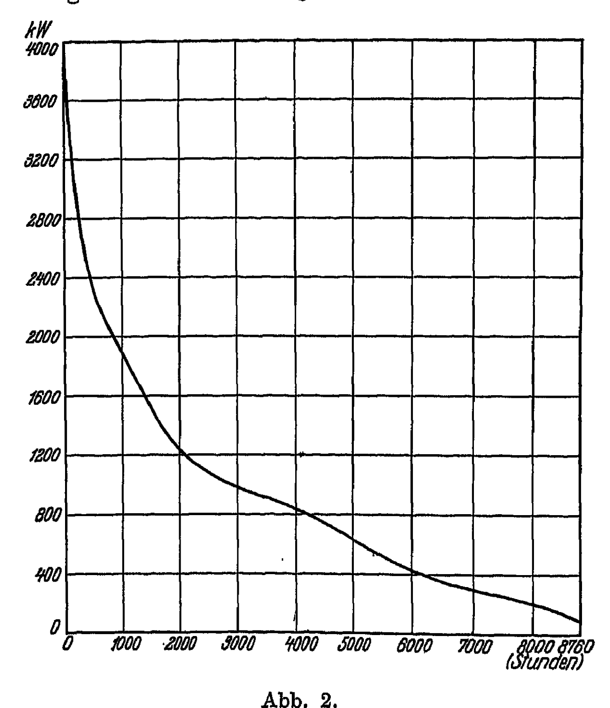


Abb. 2.

gute Grundlage erhalten, die zu einer Beurteilung der Kurvenform für ein Stadtviertel benutzt werden kann, indem es sich herausstellen wird, daß die verschiedenen Viertel, je nach der Art ihrer Verbraucher, Dauerkurven ziemlich wechselnder Form aufweisen. In Abb. 1 sind Dauerkurven für verschiedene Viertel einer größeren Stadt aufgezeichnet. Die Abszissenachse ist in Stunden, die Ordinatenachse in Prozent der Maximalbelastung des betreffenden Stadtviertels eingeteilt. Für ein Geschäftsviertel im Zentrum der Stadt, wo der Verbrauch hauptsächlich von den Geschäften und Büros herrührt, wird die Kurve z. B. so aussehen wie „*a*“ in Abb. 1; für ein Viertel, wo der Lichtverbrauch in den Wohnungen, in Verbindung mit kleineren Läden und Kleingewerbe, die Belastung beeinflußt, wird die Kurve eine Form wie „*b*“ (Abb 1) haben, und ferner für ein Viertel, dessen Typ zwischen den beiden obengenannten liegt,

ein Aussehen wie „c“ in Abb. 1. In dieser Weise wird man fortsetzen können. Steht man dem Typ des zu untersuchenden Viertels ein wenig unsicher gegenüber, so erhält man eine gute Hilfe für die Beurteilung durch Messungen an einzelnen Tagen — z. B. mittels registrierender Amperemeter oder Wattmeter — an einer Hauptleitung des Viertels und durch Vergleich zwischen der somit ermittelten Belastungskurve der vorhandenen Unterstationen für dieselben Tage.

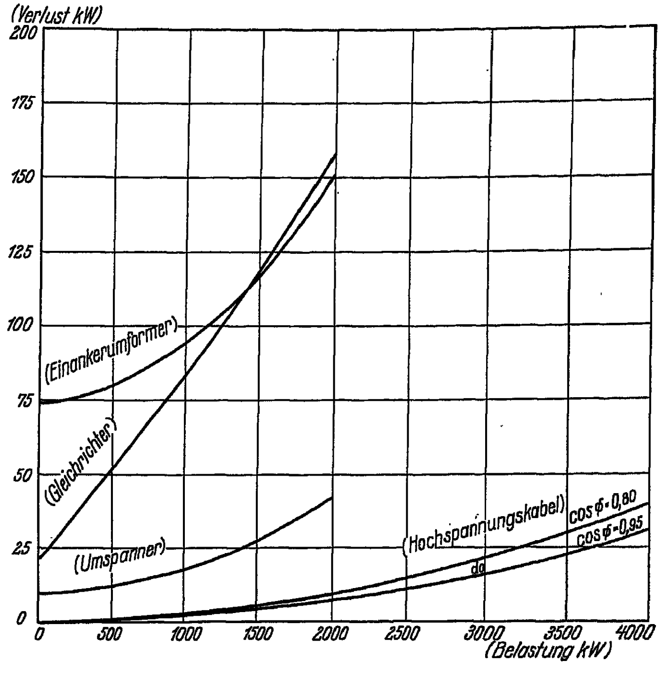


Abb. 3.

Ist die Stadt jedoch nicht so groß, daß eine genügende Grundlage in Gestalt von Belastungskurven verschiedener, einigermaßen typisch erscheinender Unterstationen vorliegt, so muß man sich durch Vergleich mit Kurven anderer Städte zu helfen wissen. Einige Unsicherheit bei diesem Verfahren läßt sich wohl nicht ableugnen, so wie man auch nicht mit Sicherheit voraussetzen kann, daß die Kurve einer kleinen Station nicht etwas von der einer größeren Station abweicht. Alles in allem wird man jedoch auf dem oben beschriebenen Wege ohne allzu große Schwierigkeiten eine gute Grundlage für die weiteren Untersuchungen in bezug auf Vorausberechnung der Verluste erhalten.

Die Anwendung einer bekannten Belastungsdauerkurve zur Vorausberechnung der Jahresverluste läßt sich am einfachsten durch ein Beispiel erklären: Zum Gebrauch beim Ausarbeiten eines Projektes benötigt man eine Übersicht darüber, welche Verluste voraussichtlich in einer Station

entstehen werden, die für eine Versorgung eines Bezirks, dessen Maximalverbrauch 4000 kW beträgt, und dessen Dauerkurve so aussieht, wie in Abb. 2 angegeben (dieselbe wie „c" in Abb. 1), berechnet ist. Die Station soll entweder ein Umformerwerk sein, das mit 2 Gleichrichtern oder mit 2 Einankerumformern von je 2000 kW versehen wird, oder ein Umspannwerk, das 2 Umspanner von je 2500 kVA erhält, indem man voraussetzt, daß cos φ bei Wechselstromversorgung 0,8 werden wird.

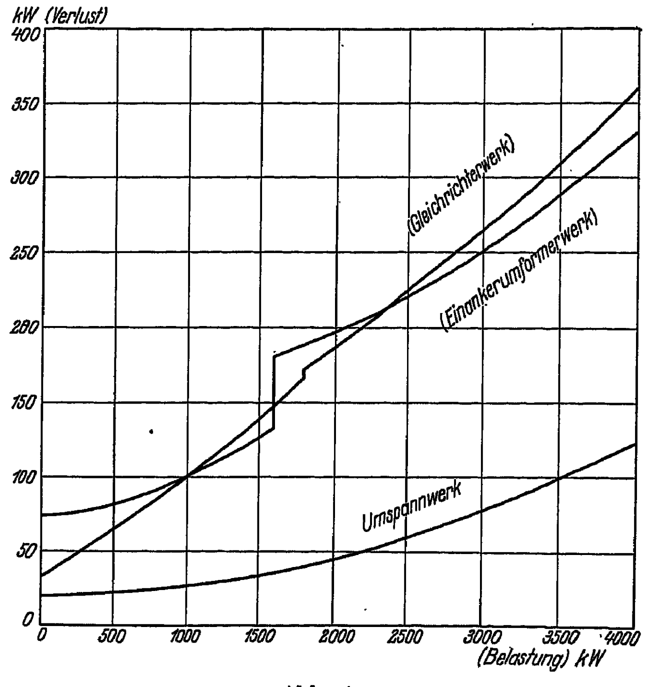


Abb. 4.

In Abb. 3 sind Verlustkurven gezeichnet für diejenigen Elemente, durch welche die Versorgung erfolgen soll, nämlich Gleichrichter, Einankerumformer, Umspanner und Hochspannungskabel für die Zuleitung der Energie an die Station. Für die Hochspannungskabel sind Kurven aufgezeichnet, sowohl für cos $\varphi = 0{,}95$ (Einankerumformer und Gleichrichter) als auch für cos $\varphi = 0{,}8$ (Umspanner). Zu den Verlusten im Gleichrichter kommen noch die Verluste, die davon herrühren, daß auf der Station ein Spannungsteiler aufgestellt werden muß; die Verluste im letzteren können ohne größere Fehler als konstant bei allen Belastungen der Station gerechnet wurden, gleichviel ob einer oder zwei von den Gleichrichtern in Betrieb sind.

In Abb. 4 sind die Verlustkurven für die ganze Station einschließlich der Zuleitungen angegeben. Für Versorgung durch Umspanner ist damit gerechnet, daß beide Umspanner ständig in Betrieb sind; hierdurch

wird ein einfacher Betrieb erzielt, und die Verluste an sich sind verhältnismäßig gering. Dagegen ist bei den beiden anderen Versorgungsweisen damit gerechnet, daß bei kleinen Belastungen nur eine, bei größeren dagegen zwei Einheiten in Betrieb sind; daher die sprunghaften Stellen in den Kurven. Da man mit dem Einschalten der zweiten Einheit nicht so lange warten kann, bis die erste voll belastet ist, weil man bei schneller Belastungssteigerung zu spät kommen wird, so daß eine Überlastung der

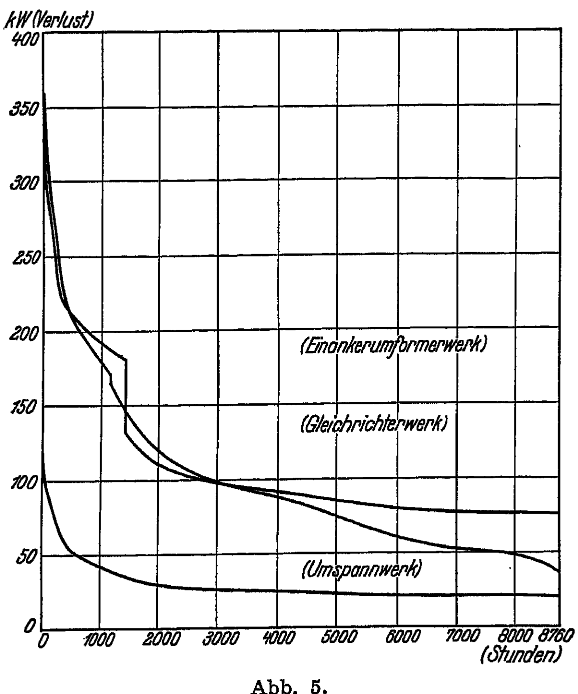


Abb. 5.

ersten Einheit entsteht, und da man ebenfalls nicht die zweite Einheit ausschalten kann, sobald die Belastung — vielleicht für eine kurzzeitige Schwankung — unter die zulässige Belastung der ersten Einheit hinabsinkt, so ist es erforderlich, mit einem gleichzeitigen Betrieb von 2 Einheiten zu rechnen, auch bei Belastungen, wo dies theoretisch nicht notwendig ist. Für Einankerumformer ist damit gerechnet, daß der zweite Umformer eingeschaltet sein soll, wenn die Belastung das 0,8 fache der zulässigen Maximalbelastung des ersten Umformers überschreitet, während für Gleichrichter, wegen des erheblich schnelleren Anlassens derselben, mit dem 0,9 fachen der Maximalbelastung des ersten Gleichrichters gerechnet ist.

Mit Hilfe der Kurven in Abb. 4 und der Belastungskurve in Abb. 2 wird es nunmehr möglich sein, Verlustdauerkurven für die verschiedenen Versorgungsarten aufzuzeichnen. Dies ist in Abb. 5 geschehen. Jeder ein-

zelnen Belastung in der Belastungsdauerkurve entspricht nach Abb. 4 ein bestimmter Verlust; beim Abtragen dieses Verlustes als Ordinate in demjenigen Punkt der Abszissenachse, welcher der Abszisse der Belastung in der Belastungsdauerkurve entspricht, erhält man einen Punkt der Verlustdauerkurve. Die Abszissen zu den Punkten der Kurve geben die Anzahl Stunden im Jahre an, wo die Verluste größer sind als die Anzahl kW, welche die entsprechenden Ordinaten angeben. Mittels der Belastungsdauerkurve kann man durch Ausmessen der Fläche, die von Abszissenachse, Ordinatenachse und Kurve begrenzt ist, die von der Station abgegebene Anzahl kW bestimmen; in ähnlicher Weise läßt sich mittels der Verlustdauerkurven die Anzahl kW feststellen, die bei der angegebenen Lieferungsweise in der Station verlorengeht.

Auf den Verlustdauerkurven oder den Verlustkurven in Abb. 4 kann man direkt ablesen, wie groß die Verluste in kW bei einem Maximum sind.

In dem angenommenen Beispiel wird man alsdann folgende Übersicht der Verluste erhalten:

	Maximalverlust kW	Jährlicher Betriebsverlust kWh
I. Gleichstrom:		
1. Einankerumformer	330	960 000
2. Gleichrichter	360	870 000
II. Wechselstrom:		
Transformatoren	120	270 000

Kennt man die Anlagekosten pro kW der Herstellungsanlage und die Herstellungskosten für 1 kWh, so kann man mittels der Zahlen in der obigen Übersicht die von den Verlusten verursachten Jahreskosten errechnen. Während bei der vorliegenden Belastungsdauerkurve in bezug auf Verlust kein großer Unterschied zwischen Einankerumformern und Gleichrichtern besteht, so daß wahrscheinlich andere Rücksichten die Wahl der einen oder der anderen Gattung entscheiden, so stellt es sich heraus, daß eine Wechselstromanlage viel geringere Verlustkosten als eine Gleichstromanlage aufweisen wird. Kapitalisiert man den Unterschied zwischen den Kosten, so findet man denjenigen Betrag, um den eine Wechselstromanlage teurer sein kann als eine Gleichstromanlage, ohne daß die Jahreskosten größer werden. Vergleicht man nunmehr die Anlagekosten der verschiedenen Versorgungsweisen, die Kosten eines eventuellen Überganges vom Gleichstrom zum Wechselstrom und den obengenannten Betrag miteinander, so wird man sich ein Urteil darüber bilden können, ob es sich lohnt, eine Gleichstromversorgung in eine Wechselstromversorgung zu ändern.

Im vorstehenden Beispiel ist für Wechselstromlieferung mit einer Phasenverschiebung gerechnet, die $\cos \varphi = 0{,}8$ entspricht. In der Regel ist es wahrscheinlich nicht richtig, bei wechselnder Belastung mit einem konstanten Wert für $\cos \varphi$ zu rechnen; jedoch ist der somit begangene Feh-

ler bei einer städtischen Anlage nicht von großer Bedeutung, und besonders in einem Viertel, so wie im Beispiel gewählt, wo die Beleuchtung vorwiegend ist, spielt der genannte Fehler keine große Rolle.

Es ist jedoch möglich, auch diese Schwankung in $\cos \varphi$ zu berücksichtigen, so wie es nachstehend ganz kurz erwähnt werden soll. Der schwe-

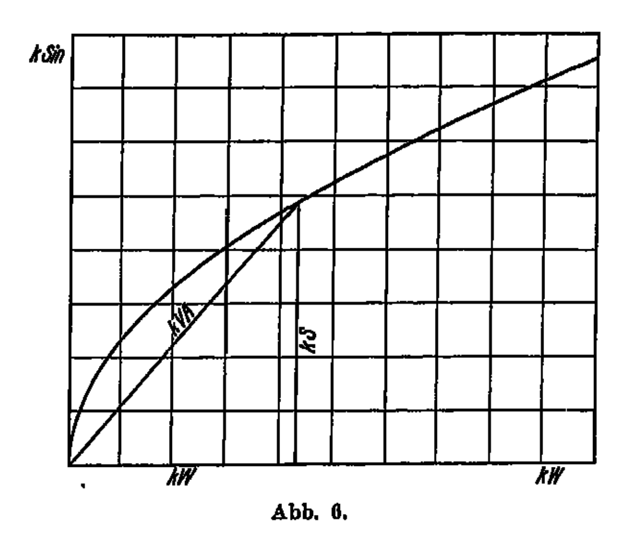


Abb. 6.

dische Ingenieur *F. Holmgreen* gibt folgende empirische Formel für $\cos \varphi$ in einer dreiphasigen Anlage an (siehe *C. A. Rossander:* „Symboliska belastningskurvar och deres användning".):

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{kW_{max}}{kW} \cdot tg^2 \varphi_{max}}}$$

worin kW eine willkürliche Belastung ist, kW_{max} die Maximalbelastung und φ_{max} die Phasenverschiebung bei Maximalbelastung.

Diese Formel kann nach Angabe von Professor *Rung* („Elektroteknikeren", Nr. 16, 1925) umgewandelt werden, und zwar in:

$$kS^2 = kW_{max} \cdot kW \cdot tg^2 \varphi_{max}$$

worin kS die wattlose Komponente der Belastung in kSin bedeutet.

Mittels dieser Formel, die somit angibt, daß die wattlose Belastung in Abhängigkeit von der Wattbelastung verläuft und zwar nach einer Parabel, deren Parameter $= kW_{max} \cdot tg^2 \varphi_{max}$ ist, kann man leicht die Belastungsdauerkurve von einer kW-Kurve in eine kVA-Kurve ändern.

In Abb. 6 ist eine solche Parabel gezeichnet. Es geht aus der Abbildung hervor, daß man nicht nur das einem bestimmten kW entsprechende kS finden kann, sondern auch ohne weiteres gleich das einem bestimmten kW entsprechende kVA messen kann.

Wenn die Belastungsdauerkurve in solcher Weise in eine kVA-Kurve geändert ist, wird übrigens das Verfahren dasselbe wie in dem gezeigten Beispiel, indem nur die Verlustkurve für Umspanner und zugehörige Kabel mit kVA als Abszisse aufgezeichnet wird.

Eine Schwierigkeit ist jedoch noch zu überwinden, nämlich die Bestimmung von φ_{max}; aber hierbei kann nur auf die Benutzung von Erfahrungswerten aus ähnlichen, anderswo gelegenen Anlagen verwiesen werden.

Summary

A method is described of determining the load curve of a particular area from the load curves of the other areas of a city. An example is given of the manner in which a curve of this kind can be used for plotting the loss curves of a converter or transformer station for supplying the area in question from the loss curves of rectifiers, rotaries, transformers and cables. The max. kW losses as well as the annual kWh losses may also be determined with the help of these curves. The author shows, in conclusion, how it is possible, in investigating the losses, to take into account the variations of the power factor for a variable load.

United States of America

Electric Tariffs in the United States and the Proper Relation between Industrial, Commercial, and Domestic Rates

National Electric Light Association

L. R. Nash

The purpose of this paper is to present in outline the existing practices in the United States relating to the design and application of rates for electric light and power service to facilitate their comparison with corresponding practices in other countries. The term "rates" as used herein and as generally used in the States applies both to specific schedules applicable to classes of service and to tariff structures as a whole. Where illustrative rates are stated they are intended to show the form of rate only and not existing or recommended level of charges. The data contained herein are derived primarily from privately owned properties which conduct more than 95 per cent of the total electric business in the States, such data being compiled by the National Electric Light Association or its Rate Research Committee, of which the author is chairman. While the term "public utilities" is used in the United States broadly to describe business of the character under consideration, the word "companies" will generally be used herein with reference to electric light and power undertakings whether conducted by corporations, associations, or persons.

History of Rate Forms

Consideration of existing rate structures and practices may be aided by a brief review of rate history. In the earliest years of the industry, nearly fifty years ago, both service and facilities were comparatively simple. The charge for service was a fixed sum per month for each standard lamp of 16 candle-power. As variation in use increased and other sizes of lamps were developed, this original flat rate became unsuitable and was abandoned except for special classes of service such as street lighting, signs, and other outdoor illumination, the hours of service and capacities of which were fixed.

Flat rates were followed by uniform rates per kWh which, after a few years, were in turn found unsatisfactory because of increasingly wide variations in volume and character of business. They were soon re-

placed by other forms involving quantity differentials such as are commonly found in merchandising practice. Rates of this form are still in general use although their application is more and more restricted.

The next step in rate evolution was the recognition of load factor. It became evident that charges on the high investment required for electric service were fixed for a given demand regardless of the extent of its use, and that total cost of service varied widely with such use or load factor. Rates of various forms involving recognition of load factor are in increasing general use, applicable to practically all classes of service.

With increasing complexities of service and of the business to which it applies it is sometimes found that rates of standard form are not entirely suitable. For such purposes special class rates are in use although, with increasing skill in rate design, the necessity for such rates is decreasing.

Details of Rate Structures

The foregoing outline of rate history will serve as a foundation for further consideration of the details of rate structures of the various surviving general forms. No further comments are necessary with reference to flat rates or the succeeding uniform energy rates. Quantity differentials are a basic factor in practically all existing types of rates, such differentials applying to both consumption and demand elements. Originally, when all charges were applied to consumption only, the rates were in so-called "step" form. This form has practically disappeared, being replaced by so-called "block" rates under which a certain initial consumption pays a stated rate, the succeeding block of kilowatt-hours a certain lower rate, and so on, covering the useful range of the schedule. This form of rate avoids discrimination in that all customers pay the same rates for their service within the limits of their respective requirements.

Load factor forms of rates fall into two main groups which are still commonly designated by the names of their originators, Messrs. Wright and Hopkinson, who first advocated them in England more than thirty years ago. The Wright demand rate involves energy charges only but applies a comparatively high rate to kilowatt-hours representing a certain initial use of energy stated in kilowatthours per kilowatt of demand. Excess energy pays a relatively low rate. In its simplest possible form the Wright rate may be stated as follows:

First 30 kWh per kW of demand . . .	10 cents
All excess kWh	5 „

The excess of the initial energy charge, applicable to the first block, over that which follows is intended to cover the fixed demand costs, and satisfactorily serves this purpose if the total energy consumption is at least equal to that covered by the initial rate. For a lesser con-

sumption the demand costs may not be wholly recovered. In a few cases where further refinements are needed the Wright principle is applied to two or more blocks although more commonly the second and succeeding blocks cover stated consumptions irrespective of demand.

To meet still other conditions of service the Wright demand feature is limited in its application in order to provide a further quantity differential for large consumption. An illustrative rate embodying such a feature is here given:

First 30 kWh per kW of demand . . .	10 cents
Next 60 kWh per kW of demand (but not more than 600 kWh)	6 ,,
All excess kWh	3 ,,

The reserve of this practice through a block form of rate with Wright demand limitation is also occasionally used to stimulate small high-load business. This form of rate may also be illustrated as follows:

First 50 kWh	10 cents
Next 500 kWh (but not more than 60 kWh per kW of demand)	6 ,,
All excess kWh	3 ,,

The Wright form of rate was originally used primarily for commercial lighting and small power service because of the excessive cost of suitable demand meters and their maintenance for small installations. In many cases where demand metering was not practicable, demand charges were based on connected load or some specified percentage thereof depending upon the characteristics of the service. This method, although still commonly used, is not wholly satisfactory, due to varying service characteristics and the difficulty of maintaining correct records of connected load. With the development of moderate-priced demand indicators this difficulty is being gradually eliminated but other methods to be later described are commonly used for determining demand charges for residence service.

The Hopkinson form of demand rate avoids some of the difficulties experienced with the Wright rate by providing an independent service charge intended to cover the fixed cost of service, the correspondingly low energy charges covering operating costs only. In its simplest form the Hopkinson rate may be illustrated as follows:

Demand charge	$ 2.00 per month per kW
Energy charge	2 cents per kWh.

In practice both demand and energy charges are usually blocked. This rate has distinct advantages in its separation of demand and energy charges, particularly under competitive conditions where the customer may compare the cost of service with that of an alternative plant of

his own. Also, if use is suspended at any time, the demand charges continue, as they should, to protect the investment devoted to the service. Originally this form of rate was used largely for wholesale power service but it is now being applied to large commercial lighting and combinations of lighting and power service for office buildings, hotels, etc. The demands under such rates are usually metered.

Various modifications of this rate are found in practice. In recognition of the objection frequently made by customers to an independent service charge, such charges are sometimes adjusted to include a limited number of kilowatt-hours. This form of rate is also applicable to service which is restricted to hours when the demand on the supply system is relatively small. For such conditions the demand charge is reduced by a percentage, or by an amount sufficient, to eliminate all or part of the charge applicable to power supply investment.

The definitions of demand applicable to Hopkinson rates are far from uniform. The period or periods over which demand is averaged vary from five to sixty minutes. Thirty minutes is probably more common than other periods and appears logical in that it corresponds with overload capacity ratings of modern generating units. One such period is commonly used although sometimes three or more periods are averaged to determine the monthly demand. There is also lack of agreement as to whether the billing demand should be that of the current month, the maximum demand created in a progressively moving period (usually twelve months), or the maximum during the life of the particular contract.

A cumulative twelve months' demand appears to be the most logical and favored by the power companies, as, in the event of a permanent reduction in a customer's demand, there is opportunity to resell the released capacity to other customers without loss. Many customers, however, object to this practice in spite of its consistency with their own competitive costs and prefer a monthly demand. Such demands are frequently used, sometimes and preferably with the limitation that no monthly demand charge shall be less than a stated percentage of the highest charge within twelve months. This stated percentage is usually not less than 50 nor more than 75.

This form of rate is further adapted to business of intermittent or seasonal character which can be handled at times of low system demand by excluding for billing purposes the demands created during certain periods. These periods may be months of low system demand or corresponding hours.

Class rates, to which brief reference has been made, need little further attention. They have been applied to cooking, irrigation and other pumping, heating of domestic water supply and buildings, and other special service having defined but unusual characteristics. Usually these rates have been designed to stimulate business in new fields for

which standard rates are not attractive, with the intention that they will be replaced by standard rates when the volume of business secured justifies.

Special Rate Features

Any of the above types or classes of rates may embody certain special features aside from those which have already been referred to in connection with specific rates. These special features are here assembled for such consideration as their importance warrants.

Fuel Clauses

For a number of years, during which there have been violent fluctuations in fuel prices, it has been customary to attach so-called fuel clauses to rates applicable to large-volume service. Without such fuel clauses a large increase in fuel prices would have destroyed profits, and corresponding reductions would have unduly increased earnings unless the rates themselves could have been increased or decreased with sufficient frequency to conform to changes in cost. Such changes in rates are usually impracticable. The conventional fuel clause provides a correction factor to be applied to the rates per kilowatt-hour for a stated change in the price of fuel, this factor being so designed with respect to unit fuel requirements as to offset the effect of change in price of fuel.

An alternative but less widely used type of fuel clause provides for the distribution over the kilowatt-hours sold of the actual total increase or decrease in cost of fuel due to change in price. This method gives customers the benefit of increased efficiency, or charges them with any loss in efficiency, but has the disavantage that customers may unduly benefit from gain in efficiency resulting from improved facilities for which substantial additional investment is required. The return on such investment should, of course, be assured to the producer. It should also be noted that the savings from improved efficiency within the limits of normal cost of fuel are automatically retained by the producer.

It is customary to fix a zone of normal fuel prices rather than a specific price above or below which fuel clauses become effective. This practice recognizes that rates as normally designed are intended to provide for some fluctuations in cost, and the neutral zone of fuel prices avoids the labor and annoyance incident to unimportant corrections in the rate due to small variations in cost. For very large wholesale service in which the margin between operating cost and energy charges is small the neutral zone of fuel prices should logically be narrower than in the case of relatively small service at correspondingly high rates. Fuel clauses are not commonly applied to retail service or, if applied, are restricted to relatively large consumption.

Power Factor Correction

As the use of induction motors and other inductive equipment has increased, the power factor on electric supply systems has tended downward until the investment, particularly in power-station generators, has increased far beyond the requirements at unity power factor or any approximation thereto.

The added cost of low power factor is not common to all customers, some of which have synchronous motors or other non-inductive equipment. Where the difference in power cost between low and high power factor is substantial, it is equitable to require the customers responsible for the former to pay more for their service. Power-factor clauses are, therefore, commonly found in the States in connection with wholesale power rates. It is usually assumed that 80 per cent is a normal power factor, this being the usual basis of generator ratings, and it is common practice where rates of Hopkinson form are used to impose an additional demand charge for low power factor in proportion to the deficiency below 80 per cent. There is a relatively small number of power-factor clauses in which credit is given for power factor above normal.

Such a correction, proportional to departure of actual power factor from normal, is not consistent with variations in cost if the departure is large, but other simple and equitable methods of adjustment have not been widely adopted. There is an increasing tendency to use kilovolt-amperes instead of kilowatts as a basis of demand charges, but, until recently at least, the cost of suitable metering equipment has been excessive for other than very large installations.

There is need of further intensive study of the economics of power-factor correction based on the assumption that the over-all cost of power delivered to customers' power-consuming equipment should be a minimum. Such a study would doubtless show that many large installations should have synchronous motors in spite of their higher cost, and that small installations should continue to use the more flexible and less expensive induction motors with correction for their necessarily low power factor by the customer, or the power company, depending upon relative costs to these two agencies. If or when a customer depended upon the power company to make needed power-factor correction, the cost thereof should be provided for by power-factor provision in the rate or in the rate structure itself.

Restricted Service

The early business of the electric industry was largely lighting with sharp daily and pronounced annual peaks. The comparatively light load carried at other times naturally stimulated interest in other kinds of business which could be supplied at other hours and seasons. It appeared that such new business could be taken at relatively low rates because no added production investment was required.

A substantial part of the present large power business was secured on this so-called off-peak basis under which the customers agreed to suspend their service during specified peak load hours. Seasonal business such as irrigation and refrigeration was secured under similar rate concessions. With the rapid expansion of power service it developed in a considerable number of cases that the business taken at off-peak rates caused or contributed to the creation of new annual peak loads occuring during normal manufacturing hours rather than in the evening, thereby destroying the equity of the reduced rates. No important power customer can, of course, afford to suspend operations during normal production hours. The use of off-peak rates has, therefore, found less favor in recent years.

There are, however, conditions under which restricted service is still useful at rates substantially below the cost of normal service. With rapidly increasing size and efficiency of electric power stations, the advantages of independent industrial power plants have decreased. In many cases their operating costs are higher than the corresponding costs of central station service but do not justify the investment charges on unrestricted service of the latter class. As a result of this situation many contracts have been made for so-called "unrelayed" or "reserve" power service, under which the power company undertakes to furnish service with generating capacity otherwise held in reserve for emergencies or necessary repairs. The customer agrees to maintain his own power plant in operative condition and to use it for his own service when the power company needs its reserve capacity to maintain regular service. Rates for this character of service usually involve modifications of the demand charge in rates of the Hopkinson form. Such service is not to be recommended unless the customer has facilities of his own for at least the essential parts of his service, which facilities are actually kept in operative condition.

Primary Voltage Discounts

The great majority of rate schedules provide for service at voltages normally used for lighting and ordinary power service. Where a large industrial customer can use untransformed service for at least a part of his operations it is customary to furnish such service at the primary distribution voltage obtaining in his neighborhood, with the understanding that lighting and small power service will be transformed by the customer at his own expense. In standard power rates such primary service is commonly offered through discounts applying to the demand and, in some cases, the energy charges. Such discounts rarely exceed 10 per cent.

Minimum Charges

It has been customary from the beginning of the electric power industry to embody minimum charges in rate schedules to protect the

companies from loss when service was temporarily restricted or discontinued. There has been some tendency in recent years to eliminate these minimum charges, but the more mature present thought in the industry seems to be against this practice for the reason that regular customers should not be called upon to bear the burden of irregular ones. In fact, there are indications that in many cases minimum charges might be increased rather than diminished to the advantage of customers as a whole.

Prompt Payment Discounts

In the early years of electric service in the States it was the almost universal custom to grant a discount of 10 per cent for bills paid within a stated time, usually ten days. As business increased in volume the equity of such a large discount became questionable, and for wholesale service the discount was gradually curtailed to usual commercial allowances and in some cases was entirely omitted. Success under such curtailment has led to the entire abandonment of prompt payment discounts for all classes of service in an increasing number of cases. The loss of discount through forgetfulness or otherwise has been a frequent source of irritation, and not uncommonly bills upon which discount has been lost are carried over into the succeeding month. Companies which have abandoned the prompt payment discount practice, report that their accounts receivable at the end of the month are less than they were under the older practice.

Optional Rates

Some modern forms of rates, particularly those having service charges or other features with which small customers are unacquainted, have not been favored by customers in spite of their advantages. Although such rates were originally intended to supersede older forms under which the relations between charges and costs of service were less consistent, the older rates have sometimes been continued to avoid general dissatisfaction. Usually such new rates are higher than older forms for small consumption and lower for large consumption. Where customers have a choice between two or more rates each will naturally select the one involving lowest cost, and the purpose of the new more modern rate is in part defeated unless or until the general use of service has so increased as to make the new rate more favorable. In any case of optional rates it should be remembered that the level of one or both must be higher than it would be if either schedule existed alone.

Geographical Differentials

There is a wide difference in practice throughout the United States with reference to the size of rate areas. Some of the larger companies, serving perhaps hundreds of square miles of territory, have uniform

rates throughout; other companies zone their systems, charging higher rates in remote or sparsely settled sections. Where the former practice prevails it is obvious that customers in the central or more congested districts help to pay the cost of remote service. Whether this is an economically sound policy may depend upon the business relations between the central and the outlying areas. If outlying customers, who pay less for their electric service than they should, trade with central area customers who pay more, the prices paid for merchandise or services presumably include such excess and, in the end, over-all costs may be equalized. Where such business relations do not exist the equity of uniform rates where a substantial difference in cost exists may well be questioned.

Rural Rates

Much attention is being paid to the advantages and economics of widespread rural service. Studies of this subject have made it clear that incidental service such as lighting and small appliances cannot be furnished to remote customers at a price which they can afford to pay. If, however, cooking, refrigeration, pumping, and other large scale operations are included, the unit cost of the service is so reduced that attractive rates may be offered. It is now generally conceded that rural service should pay its own cost and not be a burden upon other classes of service although there are still adherents to the theory outlined in the preceding paragraph that central areas may properly assist in the support of surrounding tributary districts.

There is increasing agreement on the policy that rural customers should not be called upon to assist in the financing of distribution systems required to serve them. Rural customers are usually of limited means and any contribution toward distribution costs curtails their ability to buy the electrical equipment necessary to make their service profitable. If the power companies must spend an unusual amount to reach rural customers, their charges for service must provide for the return on this investment in addition to customary service costs. Such special charges are frequently graded in relation to the density of the business and take the form of independent service charges or guarantees of minimum revenue. Under the former plan energy charges are made as low as possible in order to stimulate the use of service. Under the latter the customer is naturally disposed to provide himself with facilities which will utilize service to at least the extent of his guaranteed payment. The aim of the rural service departments of the companies interested in this subject is to develop more and more ways through which an increasing volume of electric service may be profitably utilized with a corresponding reduction in the unit cost.

Promotional Rates

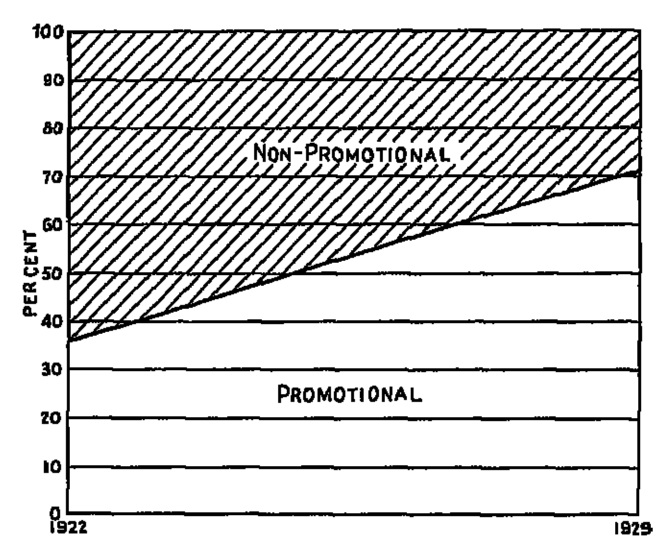
The outstanding topic of discussion among those interested in electric rates is that of so-called promotional rates. While we have no exact

definition of such rates and this designation may not be wholly suitable, it is generally understood that the term applies to rates designed particularly to stimulate or induce a substantial increase in service. This form of rate has greatest use in the residence field where maximum possibilities of stimulus are found. The average annual expenditure for domestic electric service in the States is not far from $30, an exceedingly small percentage of average family income. It is obvious that rates applicable to cooking, refrigeration, water-heating, and other large-scale service, if sufficiently low, may lead to a very large percentage increase in consumption.

The principle on which promotional rates are based is that there should be an assured recovery from all customers of those cost elements which are independent of the actual taking of energy. With these costs provided for, the charge for the energy itself may be quite low, thereby stimulating the volume of business which the companies are seeking.

Obviously, promotional rates have little applicability to power service where the electric power taken is in proportion to actual requirements of production processes. Application of such rates to commercial lighting is also limited although the possibilities and advantages of better illumination have probably been underestimated.

The extent to which rates of promotional form have been adopted or substituted for older forms in the seven-year ending early in 1929



Trend of Residence Rates Toward Promotional Form
1922—1929
In Cities of 20,000 Population and Over
in United States

is shown in a diagram applicable to residence service. In distinguishing between promotional and non-promotional rates, block rates in which the initial block includes not more than 40 kWh per month are included in the former class. As shown by the diagram the percentage of American cities of 20,000 population and over in which rates of promotional form are in effect has increased from 36 to 71. While there has been a less pronounced change in commercial rates, the percentage of cities having promotional rates for both residence and commercial service has increased from 41 to 69. The rate of change has by no means been uniform, and the present rate is much more rapid than that shown in the seven-year average.

Because of the special attention being given to rates of this form for residence service some further discussion of the details of these rates may be of interest. The simplest form of such rates is the so-called "quick-break" block rate, in which the fixed initial block is small with substantially lower rates in follow-on blocks. This form of rate is not wholly satisfactory in that it offers unjustifiable reductions to customers whose lighting installations are large. Such discrimination is avoided by a Wright form of rate in which the size of the initial block to which normal lighting rates are applied is determined not by demand but by number of rooms or lighted area. This is still the most popular form of residence rates.

Another form which is apparently receiving more intensive present attention embodies an independent service charge intended to cover the fixed costs of service. This charge is usually made proportional to rooms or lighted area although in some cases where substantial similarity exists in character of homes a uniform charge is provided except for any necessary adjustments on account of the demand of large equipment. A simple illustration of this general form is as follows:

Service Charge: 6 cents per 100 sq. ft. (9,3 sq. meters) of area.
(Minimum area 1,000 sq. ft.)

Energy Charge: First 50 kWh à 5 cents
Excess kWh à 3.5 cents.

In an increasing number of cases where objection exists to an independent service charge or the compilations of other rates in which the size of the home is a factor, a simpler structure, sometimes referred to as the "initial charge" rate, has been used. In this rate a fixed sum is charged for a stated number of kilowatt-hours or any less number which may be used. An illustrative rate of this form is as follows:

First 32 kWh or less per month, $3.00
Next 68 kWh à 5 cents
Excess kWh à 3 cents.

All the above forms of rates have their advantages and disadvantages. As between rooms and area as the basis of a service charge or the size

of the initial energy block, there is still much difference of opinion. Where homes are reasonably uniform in character and accurate real estate records of defined rooms are available, this basis has advantages. In the absence of such real estate records and with wide variations in the character of homes and sizes of rooms, the area method is simpler. It is the usual practice to determine such area by outside measurements without disturbance of occupants, with deductions for partitions, closets, and other unlighted space. It is usual with both room and area charges to establish a minimum and to provide suitable reductions for large and ordinarily unoccupied space.

There is also much difference of opinion as to the use of distinct service charges as compared with other forms of rates in which such charges are not separated. There is general agreement that the direct service charge is logical and preferable because the maximum stated rate for energy may be relatively low and attractive. Much objection, however, still exists on the part of customers to an adequate service charge. In deference to such objections, the indirect service charge as embodied in the Wright form of rate or the initial charge rate, is still being used and introduced in considerable numbers. The progress being made with direct service charge is, however, encouraging, and their more extended use may be expected when customers become more fully informed as to their advantages.

A definite objective in all these forms of rates is that complete residence service is recorded through one meter, thus avoiding the additional meter or meters formerly used when class rates were offered for cooking, motor, and other special service. The 1929 report of the Rate Research Committee of the National Electric Light Association discusses at some length various forms of promotional rates and the extent of their use, and expresses the opinion that rates of the older straight-line form or approximations thereto will soon become obsolete.

The basic policy underlying all promotional rates, as heretofore indicated, is that all customers, large or small, should as nearly as possible pay for the cost of their service. Under older forms of rates customers using less than 20 kWh or thereabouts probably fail to pay the full cost of their service. Their deficits are made up by other more profitable customers if the business as a whole earns a fair return. These other customers are charged excessive rates which in many cases prevent that liberal use of service which they otherwise could enjoy. Contrary to popular impressions, small users of service are not necessarily people of limited means. They may be dwellers in small but expensive apartments or, if in larger homes, they may be absent during a considerable part of the time.

This matter has been carefully studied by regulatory commissions and has been considered by the courts. So far as the author knows, no regulatory body or judicial authority has criticized the principle that

all classes of customers and, so far as practicable, individual customers should pay for their respective service. A case of this character was recently decided by a United States district court and has not been reversed. (U.S. Light and Heat Corp. v. Niagara Falls Gas and Electric Light Company et al.; 23 Fed. (2d) 719. P. U. R. 1927 E 749.). It involved gas service but the principle is applicable also to electric service. The court held that a customer who wished to make liberal use of service should get it at cost and not be required to pay any part of the cost of service rendered to other less profitable customers. Throughout the United States this particular problem is receiving earnest attention, and regulatory authorities are constantly being urged to endorse rates which in all cases are closely consistent with costs.

A word of caution may be appropriate with respect to the details of promotional rate schedules, particularly the follow-on energy charges. In the absence of detailed studies of cost, and influenced by enthusiasm to stimulate increase in use of service, particularly for domestic purposes, excessively low rates may be offered. Certain studies which have been made of the relation over a period of years between average rate per kilowatt-hour, kilowatt-hour consumption and amount of revenue, show very gratifying increases in consumption with reductions in rates, but relatively small increases in revenue. Such increases in revenue divided by the increases in kilowatt-hours indicate a low increment revenue per kilowatt-hour. Whether such increase is sufficient to cover the increment cost is not clear in all cases. It is, of course, not desirable that any large volume of business, increment or otherwise, should be taken at a loss unless possibly for a limited period, and designers of promotional rates should keep this fact clearly before them and duly restrain their enthusiasm or that of their commercial associates for increase in volume of business.

Relative Profitableness of Different Classes of Service

In recent years criticism has frequently been aimed at the relative rates charged for different classes of electric service. The statement has been made that rates to small consumers, particularly for domestic service, are excessive and that rates for wholesale service are too low. It is, therefore, assumed that small and helpless domestic consumers are helping to pay the bills for industrial service.

It has been shown that some at least of these criticisms are based on inaccurate data or premises that cannot be sustained.[1] A survey of the electric power industry in the United States for the year 1928 shows for average customers the consumption and rates applicable thereto for different classes of service as given in the following table:

	kWh per Month	Rate per kWh
Industrial	6,400	1.44 cents
Commercial	275	4.55 „
Residential	38	6.55 „

Industrial service as above defined, including wholesale power and power sold for railroad electrification, amounted to approximately two-thirds of the entire kilowatt-hour sales of the industry to ultimate consumers. Commercial service, including lighting and small power, required about one-sixth of the total kilowatt-hour sales. Residence service, including domestic use and some farm service, amounted to about one-eighth of the total. The extreme spread between high and low rates in specific cases is, of course, greater than that shown in the table. Domestic rates in remote localities are in some cases more than double the average shown above. On the other hand, some of the largest wholesale power contracts for which data are available involve cost per kilowatt-hour not much greater than 50 per cent of the above industrial average rate.

It is impossible without analysis to tell whether a power rate for service 170 times the average volume of residence service should properly have a rate only 23 per cent of the residence average, or whether commercial service of 23 times the volume of residence service should have a rate only 70 per cent of the residence rate. Such analyses have been undertaken in only a limited number of cases because of the difficulty encountered, particularly in the allocation of jointly used facilities. Service of all classes is furnished from the same power plants and distributed, in part at least, over the same lines.

At least one of the leading state regulatory commissions undertook to require such allocation of all costs to classes of service and was met with the statement from the utilities that an analysis of definite usefulness and accuracy was impracticable because of the large proportion of items in which judgment rather than facts is necessarily controlling. A few years ago a state organization of manufacturing industries appointed a committee to study the cost of industrial power and its relation to the cost of other classes of service. This committee, made up of engineers, accountants, and executives, came to the conclusion that any estimates which it might make separately to determine industrial power costs would probably involve errors of greater magnitude than the overcharges for power to which representatives of the industries believed they might be subject.

In spite of the difficulties of allocation, relating not only to investment but also operating expenses, a number of companies have made

estimates embodying the best judgment of their skilled engineers, accountants, and executives. In general, the results indicate that the maximum return upon allocated investment is derived from commercial lighting and small power, the return from both wholesale power and residence service being relatively low. If such analyses are approximately correct, or even if they embody material errors, they refute the contention that domestic service is unduly profitable or that it helps to support wholesale power business.

The existing situation has many elements of equity to commend it. Rates for wholesale power are in most cases highly competitive, and while the yield therefrom is relatively low on an allocated investment, it is, nevertheless, clear that the increment cost of this service is less to a reasonable degree than the revenue derived therefrom. If this business were not taken at rates dictated by competitive conditions, the remaining comparatively small volume of business would necessitate higher unit investment, lower operating efficiency, and higher unit administrative costs because of the smaller volume of business over which they are spread. The term "increment cost" as here used means the actual difference in over-all cost of service with and without the business in question.

Domestic service is generally considered as non-competitive, and this is true of lighting and incidental appliance requirements. However, the kinds of domestic service from which major revenue may be derived, namely, cooking, refrigeration, water and space heating, etc., are closely competitive with gas, ice, and other fuels. In the development stage, at least, of these major classes of domestic service, it is reasonable to expect a moderate return. Public relations and political considerations are also factors influential in determining charges for those classes of domestic service which are not competitive.

Service in the so-called commercial class is not generally subject to keen competition, and it is logical that such business should yield higher returns than from competitive classes, and such business is in general able to pass along its cost to its customers or clients who are patrons of the other classes of service already considered.

The logical conclusion from the foregoing data and discussion is that existing rates for different classes of service are not inconsistent nor discriminatory. The basic policy under which the electric power business is carried on, subject to regulatory restrictions, does not differ substantially from that found in other enterprises although this consistency is not always understood. A survey of the electric power industry leads to the conclusion that it is not seeking maximum present profits but that it is making substantial sacrifices through comparatively unprofitable rates to build up a volume of business which may become profitable in the future. The reductions in rates which have been made and are being made clearly embody this intent. As an illustration

of this downward trend, average residence rates per kilowatt-hour in the United States for a series of years are significant. The average for the year 1928 was 6.55 cents as compared with 6.80 in 1927, 7.4 in 1926, 8.0 in 1920, 8.7 in 1913, and 14.4 in 1900. The estimated average for 1929 is 6.20 cents. In only two years, under the influence of World War conditions, have increases occurred, and these were promptly offset. Commercial and industrial rates have shown less consistent trends because of the greater effect on them of fluctuations in fuel, investment, and other costs.

Cost Analysis

It has been stated herein that estimates of cost of different classes of service could not be made with very satisfactory accuracy because of the wide possible latitude in allocation of investment in joint facilities and of operating expenses. It should not be inferred from such statement that all cost analyses involve similar inaccuracy. Many detailed analyses of cost have been made along different lines from that above referred to, which from their character permit a greater degree of refinement, and their results have been both illuminating and helpful. The usual basis of such analyses is a division of costs of all kinds into three major groups:

(1.) Costs per unit of demand

(2.) Customer costs

(3.) Costs per kilowatt-hour sold.

This form of analysis, if sufficiently refined, may be used to determine the approximate cost of any character of service and may, therefore, be used to determine the approximate average unit cost of service in any particular class. In making analyses of this character various items of investment and operating cost will be encountered which are not clearly assignable to any of the three groups mentioned. It is common practice to assemble such items in an "inallocable" or "income" group to be finally distributed in proportion to the totals of allocated items.

Methods of Analysis

It is impracticable within the scope of this paper to discuss in detail the methods commonly used in determining the three classes of unit costs referred to above, but some general comments regarding the methods should be made. As to unit demand charges, they should preferably be based, as far as production, transmission, and conversion facilities are concerned, upon the mean demand which existing facilities can safely carry between the time of installation and a future time when growth in business will require additional facilities.

Investment in distribution lines is in part determined by demand and in part by the location or distribution of customers. Many analyses

assume that a skeleton distribution system sufficient to deliver voltage to all customers is a customer cost, the excess of existing investment, largely in copper, being proportional to demand.

After fixed capital has been allocated in accordance with the foregoing outline, return thereon, together with provisions for depreciation and taxes, are determined as elements in the several classes of service costs under consideration. Operating expenses are subject to analysis under methods similar to those already outlined. A considerable number of expense items will be subject to division among two or more of the cost groups and substantial administrative and other expenses cannot be directly assigned to any group.

When all items in the several groups have been assembled and totaled, unit costs of each are obtainable. If total demand costs are divided by the mean station demand, as above indicated, the unit demand cost thus derived does not correspond with customer demand cost on account of the diversity among customers. Such diversity varies widely with different classes of business, and in order to get the demand cost of a particular customer or class of customers, it is necessary to estimate the diversity applicable thereto. Unfortunately, the data necessary for such estimates are meager and have not been published in the United States in helpful volume. In specific cases records are usually available to determine approximately the demand created by different classes of service and, as these demands usually reach their peaks at different times, the diversity between classes is determinable. Customer costs are determined by dividing the total of such costs by the average number of customers served. Kilowatt-hour costs present no complications.

Results of Analyses

While there is naturally wide variation in the unit costs per kilowatt, per costumer and per kilowatt-hour, for properties having widely different locations and operating conditions, the range of such costs for reasonably normal conditions may be indicated. Customer costs show least variation and are found to be not far from $1 per month. Demand costs for obvious reasons are quite variable, fluctuating widely from a mean not far from $4 per kilowatt of mean station demand. The energy component in the cost also varies widely, but when adequate allowance is made for items outside the production group, the total is usually not far from one cent per kilowatt-hour but may be 50 per cent or more above that amount for small systems.

Rate Regulation

Reference has been made herein to restrictions upon rate practices and policies due to governmental regulation. Such regulatory powers are exercised in forty-two of the forty-eight states, the District of Columbia

(in which the national capitol is located), and all outlying territories. The extent to which regulatory powers are exercised varies through quite wide limits, the practice being determined by legislative acts or constitutional provisions of the several states. In a few of the states the commissions have the right not only to initiate rate investigations but to dictate the exact character and level of rates to be charged. Usually, however, the initiation of rate forms and in many cases the levels of specific rates are left to the companies, subject to commission approval.

In important cases involving rate readjustments public hearings are held and much evidence relating to property value, revenues, expenses, and other factors involved in the cost of service may be presented. By far the greater proportions of rate modifications are, however, adjusted by the commissions informally by correspondence or in conferences with representatives of the utilities and their complaining customers, and, therefore, without public notice or attention.

Conclusions

There is a definite and pronounced trend throughout the United States toward rates of promotional form designed to stimulate a steadily increasing volume of business and permitting lower average unit costs. This trend has sound economic foundation and should be of advantage alike to producers and users. Some of the rate reductions made in recent years would have been impracticable but for certain developments which have had a marked effect upon costs.

With increased volume of business, generating units and power stations have been enlarged and their efficiencies materially improved through increase in size and refinements in design. More and more the large systems are being interconnected by transmission lines which on the western coast extend continuously from the Canadian border to Mexico and in the east from New England to Chicago and the Gulf of Mexico. The extreme range of interconnections in certain cases is more than 1,000 miles (1,615 kilometers). They have permitted economy in investment by making the reserve capacity of one part of the system available for use in other parts instead of requiring such capacity in each. These interconnections have also promoted cooperative operation under which large and efficient stations carry the bulk of the load while inefficient stations are reserved for emergencies or peak loads.

Hydroelectric projects are still being developed and nearly 40 per cent of the total power generation normally comes from such plants.

All the developments here summarized indicate the possibility of a continuance of the present downward trend of electric rates and further utilization of the economies and conveniences of electric service. Against such trend, however, there must be recorded the rising cost of labor,

the higher level of material prices, and the increasing complexities of distribution systems, including underground construction all tending to increase capital requirements per unit of demand. Clearly, every effort must be put forth to increase to the utmost the use of each unit of property, and skillfully designed rates are an important instrument to that end.

It is regretted that this paper would be unduly extended by further discussion of rate practices in the States or contention that the existing variations and apparent inconsistencies therein are not evidences of diversity in basic principles. As the world grows smaller and its peoples more intimate, as evidenced by the readiness with which Americans and Europeans can now talk to each other across the intervening waters, habits and business methods tend toward increasing similarity. For such reasons it is logical to assume that a comparison of the rate practices discussed herein with those in effect in other lands, while doubtless disclosing material differences in details, will confirm the author's belief that substantial agreement exists with respect to fundamentals.

Résumé

Ce rapport se propose de développer les méthodes de détermination du tarif électrique, et des progrès réalisés dans ce domaine aux Etats-Unis, en comparaison avec ce qui se fait dans cet ordre d'idées à l'étranger. Après une courte relation historique du développement de ces tarifs, le rapport communique les formes et caractéristiques générales de déterminations de tarifs généralement employées. Il explique que la méthode „block" est principalement employée pour la distribution en détail, cependant que dans la vente en gros, on emploie des tarifs méthode Hopkinson, avec postes indépendants de demande et d'énergie. L'emploi de la méthode Wright est assez répandu pour la grande et la petite consommation, mais les méthodes précédentes sont plus généralement employées.

Parmi les points particuliers parfois présents dans les procédés de détermination des tarifs, et discutés dans le rapport, on trouve des conditions de combustible, surtout applicables à la grande consommation, des primes d'amélioration du facteur de puissance, des modifications de tarifs selon les heures et les saisons, et des déterminations spéciales de tarifs pour la distribution rurale.

D'un intérêt particulièrement puissant, pour l'instant, aux Etats Unis est la question de l'établissement de tarifs progressifs, en particulier, leur adaptation à la consommation domestique. De tels tarifs ont pour but de produire une augmentation de la consommation, par des primes sur le montant total ou partiel des frais de premier établissement de la distribution, dans tout centre ou „block" nouveau ou une consommation indépendante, de façon que les charges subséquentes puissent être relativement basses.

Il est discutable s'il convient de se baser sur le nombre de chambres, ou la superficie, pour déterminer les charges, ou les charges de distribution, dans les déterminations de tarifs, pour des résidences, il semble préférable d'établir individuellement les charges de distribut'on, là où les clients sont d'accord — ce qui n'est pas le cas général. On émet l'opinion que les charges sont déjà assez basses, pour une distribution limitée, peut-être trop basses, et qu'une réduction serait peut-être rendue possible par l'établissement de tarifs progressifs qui permettent une stimulation plus grande.

Jusqu'à présent les tarifs progressifs donnent lieu à des résultats encourageants, particulièrement au point de vue de l'augmentation de la consommation, et le nombre de ces tarifs devient rapidement de plus en plus grand.

Le rapport discute des méthodes d'examen des frais pour répartir les frais à supporter entre les différentes classes de consommateurs. Quoique ces examens ne soient pas devenus d'un usage général, à cause de difficultés dans la détermination exacte des différents genres d'usage qu' on fait de l'énergie, les résultats justifient la différence entre les tarifs de la grande et de la petite consommation, qui a été si souvent critiquée. La méthode la plus fréquemment usitée pour la détermination du prix, dans laquelle on considère la charge totale, le client et la production de l'énergie, est recommandée comme représentant une base de détermination plus exacte, et on donne des chiffres caractéristiques résultant de pareilles déterminations.

On décrit rapidement les procédés de réglementation gouvernementale des tarifs, et on constate que les résultats sont satisfaisants.

Deutschland

Elektrizitätstarife, neuere Bestrebungen und Erfahrungen

Vereinigung der Elektrizitätswerke

Dipl.-Ing. A. Pirrung und Mitarbeiter

Vorwort

In der Elektrizitätswirtschaft ist die weitere Gestaltung des Tarifwesens zu einem brennenden Problem geworden. Seit Jahren sucht man in den meisten Ländern nach einer einheitlichen Regelung für alle Arten von Abnehmern. Aus der Fülle der Veröffentlichungen sei nur auf die Schriften von *Hopkinson*, *Wright*, *Agthe* und Dr. *Sigel* verwiesen, die weit vorausschauend die heutige Entwicklung erkannt haben. Gestützt auf die Arbeiten solcher Fachleute hat man in Deutschland verhältnismäßig rasch ziemlich einheitliche Verkaufssätze für Stromabnehmer gefunden, die größere Mengen verbrauchen. Für diese „Großabnehmer" konnte man sich leichter einigen, weil bei Beurteilung der Sachlage maßgebende Faktoren wie Zeit, Leistung, Abnahmemengen annähernd abgeschätzt und der Wettbewerb mit Eigenerzeugungsanlagen sachverständig und zuverlässig beurteilt werden konnte. Anders lagen die Verhältnisse für die „Kleinabnehmer" in Haushalt, Landwirtschaft, Gewerbe usw. Für diese brachten erst eingehende Untersuchungen der jüngsten Zeit Aufschluß über alle die Preisstellung beeinflussenden Faktoren. Die große Bedarfssteigerung, die überall in der Kleinabnahme in Erscheinung tritt, legt in der Tat den Schwerpunkt des Tarifproblems auf das Absatzgebiet der Kleinabnehmer. Man muß davon ausgehen, daß in erster Linie die wirtschaftlichen Interessen sowohl auf Lieferer- wie auf Abnehmerseite gewahrt werden müssen. Auf Liefererseite steht im Vordergrund der Anreiz zur Umsatzsteigerung und zur vollkommensten Bewirtschaftung aller Erzeugungs- und Verteilungsanlagen, auf Abnehmerseite ist die Verbilligung der Elektrizität je Kilowattstunde durch breitere Anwendung bei gleichzeitiger Erhöhung der Belastungsdauer als entscheidender Faktor erkannt. Diese Erkenntnis findet ihren Ausdruck in der Förderung solcher Tarife, deren Anwendung einerseits die Deckung der Gestehungskosten unbedingt sichert, andererseits den Verbrauch erheblich mehrt. Der tatsächliche Erfolg bei Werken, die seit Jahren derartige neue Tarife eingeführt haben, läßt erhoffen, daß auch für Kleinabnehmer das vielumstrittene Problem einheitlicher Tarifregelung in absehbarer Zeit einer Lösung entgegengeführt werden kann. Anfängliche Mißerfolge bei einzelnen

Abnehmern dürfen nicht davon abhalten, der einmal als richtig erkannten Idee mit aller Energie und Beharrlichkeit zum Siege zu verhelfen. Dem Berichterstatter erschien es trotz der gebotenen Beschränkung notwendig, grundsätzlichen Überlegungen soweit Raum zu geben, als sie dem allgemeinen Verständnis für die Facharbeit dienen. Nur auf diesem Wege lassen sich die Zusammenhänge zwischen Strombedarf und Tarifwesen, mit anderen Worten zwischen Umsatz und Preis richtig einschätzen und die Tarife selbst sachlich beurteilen. Nach dem Ergebnis einer einwandfreien Umfrage kann als erwiesen angesehen werden, daß die deutsche Elektrizitätswirtschaft das in vorliegender Schrift aufgezeigte Problem in freier Entwicklung zu Nutz und Frommen von Lieferer und Abnehmer in großem Umfang bereits gemeistert hat. Allen verehrten Kollegen, die bereitwilligst ihre Ergebnisse zur Verfügung gestellt und damit eine übersichtliche Behandlung des Stoffes ermöglicht haben, sei an dieser Stelle aufrichtig gedankt.

I. Richtlinien für den Aufbau

Grundsätzliches

Das Tarifproblem ist vor allem ein wirtschaftliches. Die anhaltende Verbrauchssteigerung der letzten Jahre zwingt deshalb fortgesetzt zu gründlichen Studien erzeugerseits hinsichtlich der Sicherung der Gestehungskosten bei sparsamster Betriebsführung, abnehmerseits hinsichtlich wirtschaftlicher Verwendungsmöglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit auf allen Gebieten. (Gestehungskosten werden hier die einem Elektrizitätswerk erwachsenden Gesamtaufwendungen genannt.) Die Elektrizität ist unbestritten der wichtigste Energieträger der Neuzeit. Sie wird im Gegensatz zu Gas, Wasser und anderen Gütern des täglichen Lebens nur indirekt und in verhältnismäßig geringen Mengen gespeichert, wird also überwiegend im Augenblick des Verbrauchs unmittelbar hergestellt. Ihre Speicherung beim Erzeuger ist zudem sehr kostspielig. Man darf im übrigen hier davon ausgehen, daß seitens der Erzeuger alles geschieht, um die Betriebsanlagen für Erzeugung und Fortleitung zu vervollkommnen, wie dies in anderen Berichten der Weltkraftkonferenz zum Ausdruck kommt. Die Gestehungskosten werden in erheblichem Maße durch den Gelddienst für die Betriebsanlagen bestimmt. Dieser Gelddienst wird um so höher, je größer die Beanspruchung seitens der Abnehmer in Kilowatt ist. Die Leistungsinanspruchnahme wirkt demnach in umgekehrtem Verhältnis zur Abnahmemenge verteuernd. Wenn der Abnehmer diese natürliche Verteuerung nicht tragen will, muß er an der Verbilligung der Gestehungskosten zu seinem Teil mitwirken. Er kann dies dadurch erreichen, daß er seinen Strombedarf nur erhöht, wenn er gleichzeitig eine größere Belastungsdauer[1] erzielen kann. Dieses Zusammenhangs ist sich der Abnehmer vielfach nicht bewußt. Zwangläufig und vorteil-

[1] *Belastungsdauer* ist die Benutzungsdauer der Höchstlast, d. h. das Verhältnis $\frac{\text{Arbeitsmenge (kWh) in einem Zeitabschnitt}}{\text{Höchstlast (kW) im gleichen Zeitabschnitt}}$

haft klären ihn infolgedessen Tarifbestimmungen auf, die in natürlicher Weise die Gliederung der Gestehungskosten erkennen lassen.

Gliederung der Gestehungskosten

Die Gestehungskosten werden in feste und veränderliche Kostenteile zerlegt. Zu den festen Kosten sind alle Ausgaben zu rechnen, die entstehen, gleichgültig, ob das Elektrizitätswerk in einem Geschäftsjahr große oder kleine Energiemengen verkauft, während alles übrige zu den veränderlichen Kosten zu rechnen ist. Jede dieser beiden Kosten-

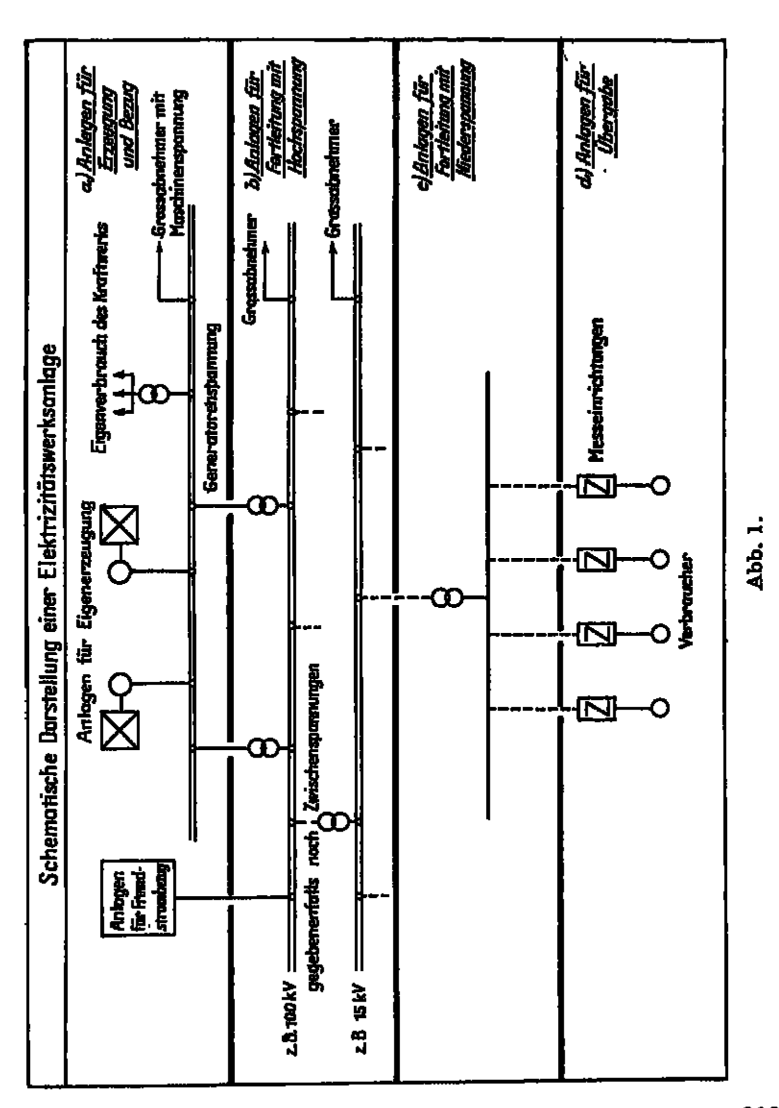


Abb. 1.

arten muß wiederum zerlegt werden nach den Anlageteilen, bei welchen die Kosten entstehen. Diese Anlageteile sind zu gliedern (Abb. 1 u. 2) in solche:

a. für Stromerzeugung und -bezug
b. für Fortleitung mit Hochspannung
c. für Fortleitung mit Niederspannung
d. für Übergabe

Da der Aufbau von folgerichtigen Tarifen der natürlichen Gliederung der Gestehungskosten entsprechen muß, soll auch bei der Tarifbildung eine Zerlegung grundsätzlich in einen Teil, der die festen Kosten und

Schema für den Aufbau der Gestehungs-Kosten elektrischer Arbeit.

Kostenstellen	Anlagekosten		Kapitalkosten		Betriebs-Kosten und zwar										Verwalt. Kosten	Gesamt-Kosten	
	Ursprungs-Wert	Wiederbeschaffungs-Wert	Verzinsung und Tilgung x)	Erneuerungs-rückstellung	Instandhaltungs-Kosten		Betriebsstoff-Kosten		Gehälter und Löhne einschl. aller Neben-Ausgaben		Sonstige Betriebs-Kosten		Fremdstrom-Bezugskosten				
			fest	fest	fest	veränd.	fest	veränd.	fest	veränd.	fest	veränd.	fest	veränd.	fest	fest	veränd.
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Herstellungswert der Anlage bzw. Anlageteile	Erneuerungswert am Stichtag	Bezogen auf den Ursprungswert der Anlageteile	Bezogen auf den Wiederbeschaffungswert der Anlageteile	Bezogen auf den Wiederbeschaffungswert		Kohle, Treiböl, Kühl- und Speisewasser, Schmier-, Putz	und sonstiges Kleinmaterial nach Betriebserfahrung	Personal für Betrieb (einschließl. Betriebsleitg)		Steuern, Versicherungen, Mieten, Fahrzeugkosten,	Bürokosten usw. für Betrieb	Grundpreis (Leistungspreis) bzw. Gegenwert von Mindestabnahmeverpflichtungen und dergl.	Gesamtbezugskosten abzügl. Teil	Hauptverwaltung einschl. Verwaltungsgebäude (Gehälter, Bürokosten, Steuern, Abgaben, Versicherungen, Fahrzeuge für Verwaltung)	Summe der Spalte 1–15	
Erzeugung und Bezug																	
Kraftwerk I																	
Kraftwerk II usw																	
Bezug von EW I																	
" " " II usw																	
Umformerwerk I usw																	
Akkumulatorenbatterien usw																	
Fortleitung mit Hochspannung																	
Umspannwerk I																	
" II usw																	
Leitung HA																	
" " usw																	
Fortleitung mit Niederspannung																	
Transformatorenstationen																	
Ortsnetze																	
Übergabe																	
Hausanschlüsse																	
Zähler, Uhren																	
Eich- und Prüfstellen																	
Verkauf (Stromwerbung)																	
Umsatzsteuern																	
Allgem. Werbung																	

x) auf Grund von Heimfallsverpflichtungen

Abb. 2

in einen Teil, der die veränderlichen Kosten umfaßt, erfolgen. Um dieser Auffassung über die Gliederung der Kosten auch auf der Abnehmerseite den notwendigen Rückhalt zu geben, ist es notwendig, den Einfluß der Abnahme auf die Gestehungskosten zu kennen und zu berücksichtigen. Das führt zwangläufig zur Bildung bestimmter Abnahmegruppen mit ähnlichen Abnahmebedingungen, wie sie unter II. noch näher behandelt sind. Ein Streit der Meinungen ist nun beim Aufbau von Tarifen dadurch entstanden, daß sich die theoretischen Forderungen mit den praktischen Möglichkeiten zur Bestimmung der Anteile der einzelnen Abnehmergruppen an den festen Kosten nur selten vereinigen lassen. Die bisher meist verwendete Methode, die festen Kosten auf die einzelnen Abnehmergruppen im Verhältnis ihrer Beteiligung an der Zentralenhöchstlast[a] aufzuteilen, entspricht nicht voll den theoretischen Forderungen. Um nämlich eine richtige Schlüsselzahl zu finden, wäre es nötig, den Verlauf der Belastung der einzelnen Abnehmergruppen über das ganze Jahr und zwar zerlegt auf die verschiedenen Teile der Werksanlagen zu erfassen. Bei der Vielgestaltigkeit der Elektrizitätsanwendung, bei dem durch die verschiedensten Faktoren beeinflußten Verbrauch können jedoch die erforderlichen Feststellungen nur mit unverhältnismäßig hohen Kosten gemacht werden (Messungen mit einer Großzahl registrierender Wattmeter und Auswertung der Meßergebnisse). Wie Untersuchungen schon ergeben haben, ist es auch nicht möglich, die Resultate der Messungen eines bestimmten Elektrizitätswerks auf andere Werke zu übertragen. Aus diesen praktischen Erwägungen heraus muß man mit Annäherungsverfahren arbeiten, die je nach den vorhandenen statistischen Unterlagen verschieden sind. Die angestellten wissenschaftlichen Untersuchungen haben jedoch den einen großen Vorteil, daß sie dem Praktiker zeigen, wie schwierig meßtechnisch die Einzelheiten zu lösen sind, und daß sie ihn auf die bestimmenden Gesichtspunkte hinweisen. Er sieht daraus, daß die vorwiegend wirtschaftliche Frage mit Annäherungsverfahren beantwortet werden muß. In der Tat sind diese Verfahren völlig ausreichend, um schlüssig zu werden. An einer Reihe von Beispielen ist der Beweis bereits in Deutschland geliefert.

Tarif- und Gestehungskostenmodelle

Für den Elektroingenieur ist das Verständnis für Vergleiche von Gestehungskosten und von bestimmten Tarifen sehr durch ebene und räumliche Darstellung erleichtert. Die sonst allgemein übliche Darstellungsform als Kurve genügt bei der Eigenart der Gestehungskosten und der tariflichen Auswirkung zum Verständnis nicht ohne weiteres. Man kann zwar z. B. bei einem bestimmten Tarif die Kosten in Pf./kWh abhängig von der Zahl der verbrauchten kWh auftragen; da aber als mitbestimmender Faktor auch die beanspruchte Leistung auftritt, wird es nötig, diese

[a] *Höchstlast* ist die höchste innerhalb eines gewissen Zeitabschnittes (Tages, Monats, Jahres) aufgetretene Leistung (in kW, kVA). Sie wird meist als Leistungsmittelwert von ¼ bis zu 1 Stunde festgestellt.

als Parameter einzuführen und dadurch erhält man eine Kurvenschar (Abb. 3). Wegen der schlechten Vergleichbarkeit von Kurvenscharen untereinander ist man genötigt, die beiden Faktoren Leistung und Arbeit

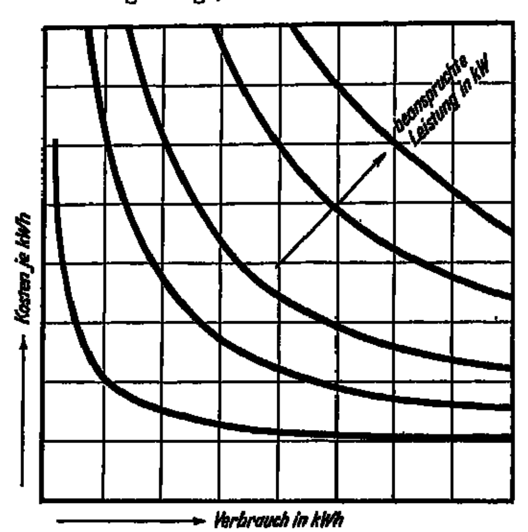


Abb. 3. Kosten je kWh abhängig vom Verbrauch und der beanspruchten Leistung, dargestellt durch eine Kurvenschar.

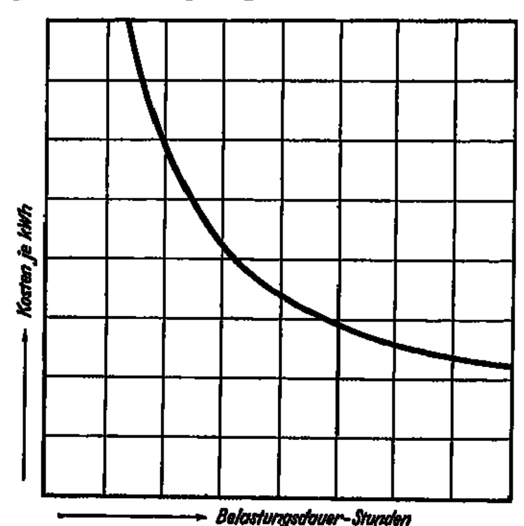


Abb. 4. Kosten je kWh abhängig von der Belastungsdauer, dargestellt durch eine Kurve auf *linearer* Teilung.

zum Begriff Belastungsdauer zusammenzuziehen und gewinnt dadurch wieder die übersichtliche Darstellungsform einer einheitlichen Kurve (Abb. 4). Hierbei ist unter Belastungsdauer der Faktor: verbrauchte

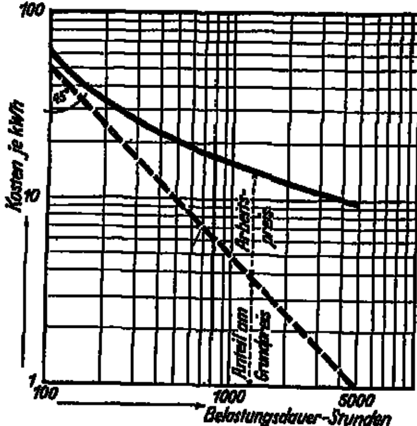


Abb. 5. Kosten je kWh abhängig von der Belastungsdauer, dargestellt durch eine Kurve auf *doppellogarithmischer* Teilung.

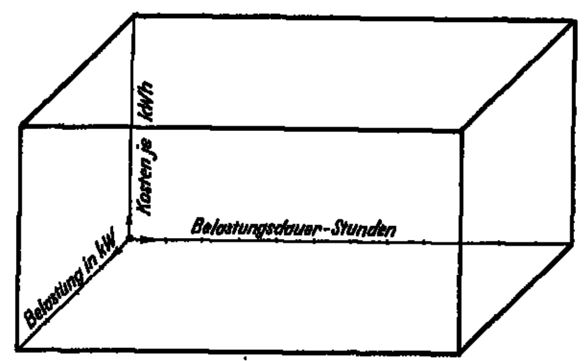


Abb. 6. Kosten je kWh abhängig von der Belastungsdauer und der beanspruchten Leistung bei *Einheits-Kilowattstundentarif*.

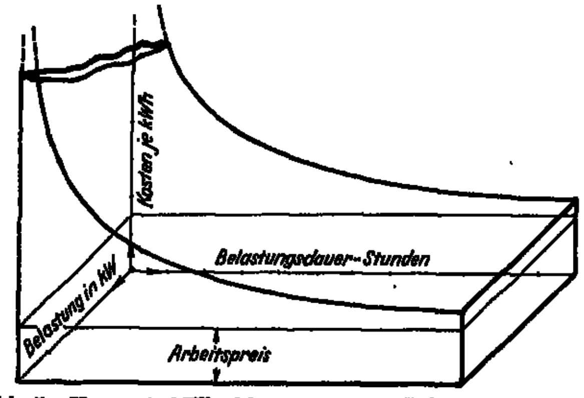


Abb. 7. Kosten je kWh abhängig von der Belastungsdauer und der beanspruchten Leistung bei einem *Grundgebührentarif*.

Kilowattstunden dividiert durch beanspruchte Leistung in Kilowatt zu verstehen. Bei dem überwiegenden Einfluß der festen Kosten oder auch der Grundgebühr im Tarifwesen, die den besprochenen Kurven einen hyperbolischen Charakter verleihen, empfiehlt es sich, diese in einer doppellogarithmischen Teilung aufzutragen (Abb. 5). Hyperbeln ergeben in einem doppellogarithmischen System Gerade unter 45° und somit sind die Anteile des Grundpreises an den Gesamtkosten bzw. die festen Kostenteile leicht einzuzeichnen. Es ist hierzu nur nötig, einen einzigen Punkt zu kennen und durch diesen eine Gerade unter 45° zu legen. Sollen die veränderlichen Kosten je kWh, die je für einen bestimmten Fall konstant sind, ebenfalls eingetragen werden, so kann dies leicht geschehen; nur ist hierbei darauf zu achten, daß der Maßstab logarithmisch ist, also die Punkte nicht mit dem Zirkel abgestochen, sondern durch Addition gefunden werden.

Ein sehr gutes Hilfsmittel zu Überlegungen grundsätzlicher Natur ist die dreidimensionale Darstellungsform als *Tarifmodell*. Hierbei ist es möglich, entweder die Kosten je Kilowattstunde abhängig von der Belastungsdauer aufzutragen (Vorschlag *Agthe*; Abb. 6 und 7) oder die Gesamtkosten abhängig von Leistung und Arbeit (Vorschlag *Eisenmenger;* Abb. 8, 9, 10 und 11). Wie schon gesagt, eignen sich diese Modelle sehr zu Überlegungen grundsätzlicher Natur. Vergleicht man z. B. die in Abb. 11 aufgetragenen Gestehungskosten eines Überlandwerks für an Kleinabnehmer abgegebene elektrische Arbeit mit den in Abb. 8, 9 und 10 dargestellten Modellen verschiedener Tarife, so erkennt man sofort, daß Grundgebührentarife den Gestehungskosten am leichtesten angeglichen werden können. Rein zahlenmäßige Vergleiche sind dagegen in der ebenen Darstellung besser möglich.

II. Neuzeitliche Tarifformen und deren Anwendungsgebiete

Die wichtigsten heute angewandten Tarifarten sind folgende:

1. *Pauschaltarif*,
2. *reine Kilowattstundentarife*
   a. Einheits-Kilowattstundentarif,
   b. Mehrfachzeittarif,
3. *Grundgebührentarife*
   a. reiner Grundgebührentarif,
   b. Regelverbrauchtarif,
   c. Blocktarif u. ä.

Der *Pauschaltarif* ist eine Form der Preisstellung für den Verkauf elektrischer Arbeit, bei welcher die gelieferte elektrische Energie ohne Zählerangabe zu festen Jahres- oder Monatssätzen verrechnet wird.

Der *Einheits-Kilowattstundentarif* ist eine Form der Preisstellung für den Verkauf elektrischer Arbeit, bei welcher die gelieferte elektrische Energie nach der Anzahl der verbrauchten Kilowattstunden zu einheitlichen Sätzen für bestimmte Anwendungsgebiete verrechnet wird.

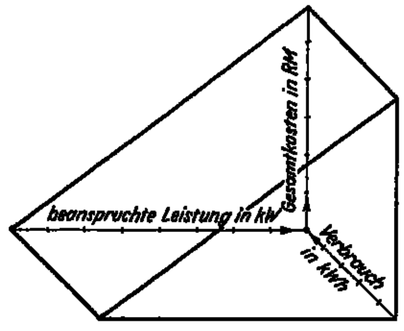


Abb. 8. Gesamtkosten im Jahr abhängig vom Verbrauch und der beanspruchten Leistung bei einem *Pauschaltarif*.

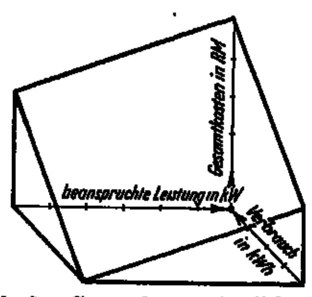


Abb. 9. Gesamtkosten im Jahr abhängig vom Verbrauch und der beanspruchten Leistung bei einem *Grundgebührentarif*.

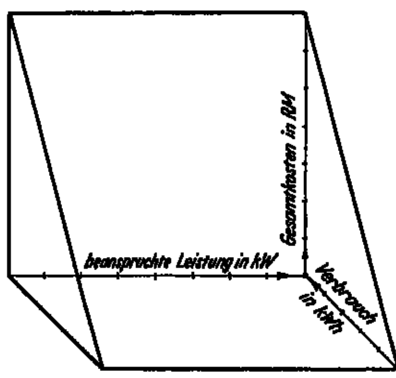


Abb. 10. Gesamtkosten im Jahr abhängig vom Verbrauch und der beanspruchten Leistung bei *Einheits-Kilowattstundentarif*.

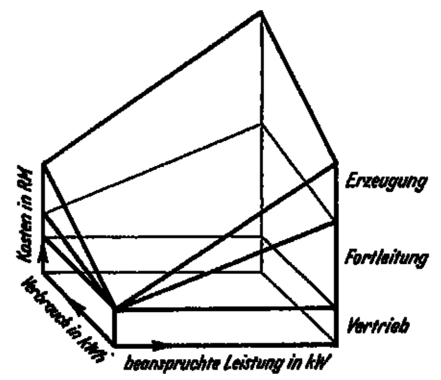


Abb. 11. *Gestehungskosten* im Jahr eines Überlandwerkes für Abgabe an Kleinabnehmer abhängig vom Verbrauch und der beanspruchten Leistung.

Der *Mehrfach-Zeittarif* ist eine Form der Preisstellung für den Verkauf elektrischer Arbeit, bei welcher die gelieferte elektrische Energie ebenfalls nach der Anzahl der verbrauchten Kilowattstunden, jedoch mit Staffelung nach der Zeit der Entnahme verrechnet wird. Zu Zeiten hoher Werksbelastung werden die höchsten Preise, zu Zeiten mittlerer Belastung mittlere und zu Zeiten schwacher Belastung niedere Preise berechnet. Oft kommen auch nur 2 Stufen zur Anwendung.

Der *Grundgebührentarif* ist eine Form der Preisstellung für den Verkauf elektrischer Arbeit, bei welcher die gelieferte elektrische Energie teils in einer vom Verbrauch in Kilowattstunden unabhängigen Summe, dem sog. Grundpreis, teils in einer vom Verbrauch in Kilowattstunden abhängigen Summe, dem sog. Arbeitspreis verrechnet wird. Der Grundpreis wird in erster Linie durch die Höhe der festen Kosten, der Arbeitspreis in erster Linie durch die Höhe der veränderlichen Kosten bestimmt. Dabei kann der Grundpreis auf zahlreiche Faktoren, die mit der Verbrauchsmöglichkeit in irgendeinem Zusammenhang stehen, bezogen sein.

Der *Regelverbrauchtarif* ist in seiner Wirkung eine Abart des Grundgebührentarifs. Bei ihm wird eine Mindestanzahl Kilowattstunden, abhängig von ähnlichen Bezugsgrößen wie beim Grundgebührentarif zu einem hohen Preis (Abart des Grundpreises), der Mehrverbrauch mit einem bedeutend geringeren Preis (Abart des Arbeitspreises) verrechnet. Der Unterschied zwischen Grundgebühren- und Regelverbrauchtarif liegt in dem Verzicht des Werks auf die Sicherung eines Teils der Gestehungskosten. Erreicht der Abnehmer nicht die Verbrauchsziffer der hohen Stufe (des Regelverbrauchs), der die Sicherung des Werks enthält, so tritt damit eine Abschwächung des Gelddienstes für das Werk ein. Tatsächlich ist der Unterschied jedoch sehr gering, da die Regelverbrauchsziffer von fast allen Abnehmern erreicht wird.

Der *Blocktarif*, der selten vorkommt, setzt eine garantierte Mindestabnahme bei einer umschriebenen, vom Abnehmer zu wählenden Leistung (Block) voraus und gewährt hierfür einen verhältnismäßig niederen Kilowattstundenpreis. Wird die Leistung überschritten, so wird der Kilowattstundenpreis erhöht.

A. Tarifanwendung bei Großabnehmern

Allgemeines

Großabnehmer ist jeder Verbraucher, dessen Stromabnahme in kWh oder dessen Leistung in Kilowatt je Jahr eine bestimmte Höhe erreicht, die zu gewährleisten ist. Vielfach findet man auch eine Verbindung von gewährleisteter Leistung und Stromabnahme oder die geldliche Auswirkung einer dieser Bestimmungen. Für Großabnehmer besteht in weitem Maße die Möglichkeit, ihren Bedarf an elektrischer Arbeit durch Eigenerzeugung herzustellen, so daß bei der Preisstellung diese Möglichkeit besonders zu berücksichtigen ist. Die Wertschätzung (unter II b eingehend behandelt) wird beim Großabnehmer rein rechnerisch

durch den Vergleich mit einer eigenen Elektrizitätserzeugungsanlage bestimmt. Es handelt sich hier in den meisten Fällen nur um einen Vergleich derselben Ware „Elektrizität", bezogen von einem Lieferer und alternativ erzeugt in eigener Wärmekraftanlage. Schon aus diesem Grunde verbietet sich bei Großabnehmern mit Ausnahme von Sonderfällen die Anwendung des Pauschaltarifs von selbst. Der reine Kilowattstundentarif ist noch vielfach in Verbindung mit garantierter Mindestabnahme im Gebrauch. Sehr stark ist der Grundgebührentarif eingeführt, wobei der Grundpreis (auch Vorhaltgebühr oder Leistungspreis genannt) entsprechend der tatsächlich auftretenden und mittels Meßeinrichtung bestimmten Höchstlast berechnet wird. Zur Bestimmung der Höchstlast werden Meßeinrichtungen verwendet, die nicht den Momentanwert, sondern den Mittelwert über einen bestimmten Zeitabschnitt (15, 30 oder 60 min) angeben. Heute neigt man zur Verwendung längerer Zeitabschnitte, da kurzzeitige Leistungsspitzen einzelner Abnehmer, namentlich bei großen Werken, meist ohne erhebliche Auswirkung auf die Zentrale bleiben. Der Grundpreis wird zur Zeit teils nach Monats-, teils nach Jahresergebnissen, bezogen auf die beanspruchte Leistung, berechnet. Beim Monatsgrundpreis liegt die jeweils in den einzelnen Monaten auftretende Monatshöchstlast der Berechnung zugrunde. Beim Jahresgrundpreis ist die höchste im Laufe eines Jahres auftretende Belastung oder vielfach auch der Mittelwert zwischen mehreren höchsten, jedoch in verschiedenen Monaten gemessenen Belastungen ausschlaggebend. Der Jahresgrundpreis bringt für den Lieferer und den Abnehmer gewisse Mängel. Da die Abrechnung erst am Ende eines Jahres einwandfrei erfolgen kann, ist der Lieferer gezwungen, Vorschüsse auf den Grundpreis an Hand von Schätzungszahlen anzufordern und erst am Schlusse des Jahres endgültige Abrechnung aufzustellen. Dies bringt erhöhte Verwaltungskosten mit sich. Der Großverbraucher empfindet es unangenehm, wenn er seine Stromkosten nicht übersehen kann und dadurch in seiner Kalkulation Unsicherheiten eintreten lassen muß. Diesen Überlegungen folgend neigt man heute zur weitgehenden Verwendung des Monatsgrundpreises. Die Einnahmeminderung gegenüber der Wahl von Jahresgrundpreisen gleicht man vielfach durch prozentuale Zuschläge zu den Jahresgrundpreisen aus. Die Höhe des Grundpreises wird wegen möglichst einheitlicher Berechnungsweise nicht alle festen Kosten des Werkes enthalten können. Ein Teil dieser Kosten wird vielfach in den Arbeitspreis kalkuliert. Auf jeden Fall werden aber die beweglichen Kosten restlos in den Arbeitspreis eingerechnet. Der Grund- und der Arbeitspreis sind vielfach gestaffelt. Die Gewährung von Rabatten oder Sonderpreisen bei starker Nachtentnahme wird zum Teil durch die geringen Mehrkosten der Erzeugung in belastungsschwachen Zeiten begründet. Dies tritt besonders in Erscheinung bei Wärmekraftwerken in dem Bestreben, den Leerlaufbetrieb zu vermeiden, bei Wasserlaufkraftwerken in dem Bestreben, die sonst verlorene Wasserkraftenergie abzusetzen.

Tarifgeräte

Als Tarifgeräte werden Doppeltarifzähler mit eingebautem oder gesondertem Höchstlastmesser mit Vorliebe verwendet. Zum Umschalten der Zähler war bisher allgemein eine Uhr mit Federantrieb nötig. Die umständliche und auch kostspielige Bedienung der Aufzugvorrichtung sowie die Unsicherheit der Federuhr überhaupt führten zu Versuchen, synchron gesteuerte Uhren zu verwenden. Die Untersuchungen bei verschiedenen größeren Werken sind zu einem günstigen Abschluß gekommen, so daß die Verwendung von Synchronuhren empfohlen wird. Bei diesen erfolgt der Antrieb der Uhr durch eine von der Netzfrequenz beeinflußte Scheibe. Wenn infolge der stärkeren Kupplung der Hochspannungsnetze einige große Werke die Frequenzhaltung übernehmen, werden die bisher bei Einführung der Synchronuhren noch festgestellten, durch mangelnde Konstanz der Polwechselzahl verursachten Ungenauigkeiten aufhören und damit die allgemeinere Einführung der Synchronuhren ermöglicht.

Leistungsfaktor

Um die Erzeugungs- und Verteilungsanlagen möglichst von wattlosem Strom freizuhalten, sind die Werke gezwungen, Blindarbeit und Blindleistung zu verrechnen, wobei die Verrechnung erst bei Unterschreitung eines vertraglich festgelegten Leistungsfaktors eintritt. Dies geschieht vielfach durch Verrechnung auf Grund der Angaben eines Blindarbeitzählers. Mancherorts wird die Wahl eines für das Werk günstigen Leistungsfaktors dadurch besonders anerkannt, daß Rückvergütungen für besseren Faktor als dem vertraglich vereinbarten z. B. = 0,8 gewährt werden. Eine einfachere und ebenfalls stark verwendete Methode zur Erfassung des Blindstromverbrauchs ist eine Erhöhung des Grundpreises, der nicht nach Wirkleistung in Kilowatt, sondern nach Scheinleistung in Kilovoltampere bemessen wird.

Sonderfälle

Besondere Verhältnisse führen dazu, von Anwendung des Grundgebührentarifs abzusehen. Es sind dies:

Konstantabnahme (ununterbrochene Abnahme mit gleicher Leistungsvorhaltung), wie sie z. B. in der chemischen Industrie, Papierfabrikation, Textilindustrie u. a. vorkommt. Hierbei ist die zu erwartende Abnahme bekannt und damit die Möglichkeit gegeben, einen Pauschalbetrag je Kilowatt oder einen Einheitspreis je kWh festzusetzen. Um einen Anreiz zu weitgehender Umstellung auf elektrischen Betrieb zu bieten, wird in solchen Fällen vielfach auch noch Mengenrabatt gewährt.

Garantieabnahme. Die gleichen Gründe ermöglichen bei der sog. Garantieabnahme, bei der die zu entnehmende Arbeit und die zur Verfügung zu stellende Leistung festgelegt ist, einen Verzicht auf den Grundgebührentarif und ebenfalls die Anwendung von Pauschal- und Kilowattstundentarifen.

Abnahme zu Zeiten schwacher Werkbelastung. Betriebe, die sich den Tagesschwankungen oder auch den Jahreszeitschwankungen des Elektrizitätswerkes anpassen, füllen vielfach die Belastungstäler auf und schonen damit die Spitzen. Da in solchen Fällen die festen Kosten des Werks schon von den an der Höchstlast beteiligten Abnehmern getragen werden, wird vielfach auf eine Grundpreisberechnung verzichtet und ein Kilowattstundentarif mit oder ohne Mengenrabatt angewendet. Abnehmer, die eigene Kraftmaschinen in Reserve halten und sie auf Anfordern des Elektrizitätswerks als Störungsreserve und zur Spitzenbrechung einsetzen, werden ähnlich behandelt.

Aushilfslieferung

Aus der Reihe normaler Großabnehmerlieferungen fallen die Abmachungen über gegenseitige Aushilfe und bestmögliche Ausnutzung vorhandener Kraftwerke. Hierbei werden besondere örtliche Einflüsse sowohl der Erzeugung als Fortleitung und Abnahme berücksichtigt. Ähnlich liegen die Verhältnisse bei Abmachungen zwischen Elektrizitätswerken und größeren Industrieunternehmungen.

Reservestromlieferung

Benötigt ein Großabnehmer Reservestrom, so wird in der Regel eine Sondervereinbarung getroffen, wobei man sich zweckmäßig an die Form des Grundgebührentarifs hält. Eine allgemeine Verpflichtung zur Reservestromlieferung ist für den Lieferer nicht gegeben. Die Verweigerung *reiner* Reservestromlieferung ist berechtigt sowohl aus betriebswirtschaftlichen Gründen, als auch als Maßnahme des Wirtschaftskampfes schlechthin.

Spitzenabnahme

Besonders ungünstig liegen die Verhältnisse bei Abnehmern, die vorwiegend in belastungsstarken Zeiten Strom beziehen (Schaufenster- und Reklamebeleuchtung ohne gleichzeitige Nachtbeleuchtung, Bürohäuser, Treppenhausbeleuchtung, Ausstellungen u. ä.). In solchen Fällen ist nachzuprüfen, ob durch die Höhe der gewählten Grundgebühr oder durch einen angemessenen einheitlichen Kilowattstundenpreis die Erhöhung der Gestehungskosten für das Werk ausgeglichen werden kann.

Kurzgefaßtes Ergebnis bei Großabnehmern

In der Tat liegt schon seit Jahren reiches Erfahrungsmaterial über die vorzugsweise Verwendung von Grundgebührentarifen bei Großabnehmern in Deutschland vor. Ein zuverlässiges Urteil über die Brauchbarkeit derselben kann deshalb heute abgegeben werden. Weitaus am besten hat sich bisher der Grundgebührentarif mit Messung der Höchstlast bewährt. Er ist in überragendem Maße dem Umsatz und der Zahl nach in Deutschland eingeführt und zwar zur Zufriedenheit der Lieferer und der Abnehmer. Er paßt sich in weiten Grenzen allen Bedürfnissen

an, so daß nur in seltenen Ausnahmefällen Sonderbestimmungen erforderlich werden. Der Vorteil des Grundgebührentarifs für Großabnehmer liegt, nochmals kurz gefaßt, in seiner guten Vergleichbarkeit mit der Selbsterzeugung beim Abnehmer, da die Gestehungskosten bei Eigenherstellung sich zwangläufig ebenfalls in feste und veränderliche Kosten, analog also in einen Grundpreis und in einen Arbeitspreis gliedern. Die erforderlichen Tarifgeräte sind zwar noch teuer, aber einfach und betriebssicher und bei Großabnahme auch wirtschaftlich tragbar. Sie werden durch starke Einführung von Synchronuhren verbilligt, die sich nach den Untersuchungen bei verschiedenen Werken bewährt haben. Die Abrechnung ist denkbar einfach und leicht verständlich.

B. Tarifanwendung bei Kleinabnehmern[3]

Wie für alle Waren ist auch für die Elektrizität der Höchstpreis, den ein Käufer anlegt, durch die Wertschätzung bestimmt. Der Preis muß aber außerdem innerhalb der Leistungsfähigkeit des Käufers liegen. Die Wertschätzung ist je nach Fall sehr veränderlich, weil sie von verschiedenen Faktoren beeinflußt wird. Es sind dies einerseits die Möglichkeiten, ein bestehendes Bedürfnis auf anderem Wege zu befriedigen, andererseits die besonderen Vorzüge, die gerade den Wert einer bestimmten Ware festlegen. Die sehr hohe Wertschätzung der Elektrizität zu Beleuchtungszwecken liegt vor allem in ihrer Bequemlichkeit, Reinlichkeit, Ungefährlichkeit, Anpassungsfähigkeit, Teilbarkeit und in ihren hygienischen Vorzügen, aber auch in dem hohen Preis anderweitiger Bedarfsdeckung. Die Wertschätzung der Elektrizität zu motorischen Zwecken findet trotz ihrer sonstigen Vorzüge schon eher ihre Grenze in der Möglichkeit, das Kraftbedürfnis auf anderem Wege zu decken. Für die neueste Verwendung der Elektrizität zu Wärmezwecken ist die Wertschätzung vorzugsweise auf das einfache Rechenexempel der Gesamtwirtschaftlichkeit abgestellt. Dabei sind in die Wirtschaftlichkeit naturgemäß alle Faktoren einzubeziehen, die sie beeinflussen (beispielsweise in Haushaltungen Zeitersparnis, Reinlichkeit, Verbesserung des Kochgutes usw.). Man sieht also, daß mit der Ausdehnung der Elektrizität von Beleuchtung zu Kraft und schließlich zu Wärme, die Höhe der Wertschätzung abnimmt, nicht etwa wegen der grundsätzlichen Abschwächung der besonderen Vorzüge, sondern wegen der Möglichkeit, Kraft- und Wärmebedürfnisse auch auf anderem Wege billiger zu befriedigen. Würde man die Elektrizität für Kraftzwecke nach den ursprünglichen Lichtstrompreisen berechnen, so würde die „Wertschätzung" der mit Elektrizität gewonnenen motorischen Kraft bei weitem überschritten. Für diese Zwecke ist es deshalb notwendig, niedrigere Preise zur Anwendung zu bringen. Zu Wärmezwecken sind aber auch diese gesenkten Preise nicht mehr tragbar, da das Wärmebedürfnis anderweitig, wenn auch umständlicher, aber dennoch bedeutend billiger befriedigt werden kann. Da nun der Verbrauch erst

[3] Unter Kleinabnehmer sind hier alle Abnehmer zu verstehen, die nicht unter die Gruppe Großabnehmer fallen.

eintritt, wenn die Preise die Wertschätzung nicht mehr überschreiten, so ist eine abermalige Preissenkung notwendig, um Elektrowärme bei Kleinabnehmern einzuführen. Solche Preissenkungen können nur durchgeführt werden, wenn tatsächlich die Herstellung der zu Kraft- und Wärmezwecken benötigten elektrischen Arbeit billiger zu stehen kommt als die zu Lichtzwecken. Dies ist auch der Fall. Der Unterschied liegt hier weniger in den veränderlichen als in den festen Gestehungskosten. Die länger dauernde Belastung der Elektrizitätswerke durch Kraftstromabgabe, die teilweise in die belastungsarme Zeit verschiebbare Wärmestromabgabe ermöglichen tatsächlich eine Preisfestsetzung für Kraft und Wärme, die innerhalb der durch die Wertschätzung gebotenen Höhe bleibt.

Jeder Tarif muß demnach in seiner Auswirkung, wenn er sich durchsetzen soll, einerseits innerhalb des geldlichen Ausmaßes der Wertschätzung seitens der Abnehmer bleiben, andererseits aber auch die Gestehungskosten des Werkes, also des Lieferers mit Sicherheit decken. Diese Forderung muß im Hinblick auf die Vielgestaltigkeit der Abnehmergruppen und der Verwendungsgebiete erfüllt sein, wobei Ausnahmefälle füglich außer Betracht bleiben. Dazu muß das kaufmännische Moment der Kostenschonung durch Einsparung von Meß- und Einrichtungskosten gebührend in Ansatz gebracht und schließlich die Schwierigkeit der Kapitalaufbringung überhaupt beachtet werden. Letztere Momente spielen volkswirtschaftlich insofern eine große Rolle, als alle Kapitalinvestitionen produktiv, d. h. in erster Linie zum Ausbau der Erzeugeranlagen Verwendung finden müssen. Ein einfaches Beispiel mag die Tragweite dieser Überlegung aufzeigen. Ein vollkommen elektrifizierter Haushalt, der doch für die weitere Entwicklung auch zahlenmäßig große Bedeutung hat, mit seinem Bedürfnis an Licht, Kraft, direkter und Speicherwärme würde, nach Kilowattstundentarifen versorgt, den Einbau von vier Zählern und einer Schaltuhr, außerdem bedeutende Erweiterung der Installationseinrichtung erfordern, um zu den verschiedenen Verbrauchsstellen getrennt zu gelangen. Schon diese auf die gesamte Haushalt-Abnehmerschaft etwa errechneten sehr hohen unproduktiven Ausgaben zwingen zu einer Lösung, die nur *einen* Zähler und gleichzeitig einfachste Leitungseinrichtung beansprucht. Die gleiche Überlegung gilt sinngemäß für jede Kleinabnehmergruppe.

Geht man die bisher gebräuchlichsten Tarifarten wie Pauschal- und Einheits-Kilowattstundentarif durch, so bleiben bei ihnen immer wesentliche Bedingungen, die an einen gut entwickelten Tarif gestellt werden müssen, mehr oder weniger unerfüllt. Diese Bedingungen sind, kurz gefaßt, folgende:

1. Deckung der anteiligen Gestehungskosten,
2. Vermeidung von unproduktiven Meß- und Installationskosten,
3. Gerechte Lastenverteilung unter die Abnehmergruppen,
4. Erfassung aller Abnahmegebiete unter Sicherung eines konkurrenzfähigen Mindestsatzes für Elektrowärme,

5. Tunlichste Vermeidung von Abnahmeeinschränkungen,
6. Werbekraft zwecks Verbrauchssteigerung,
7. Einfache und leicht verständliche Abrechnung.

Betrachtet man der Reihe nach die einzelnen Tarifarten, so ergibt sich folgendes Urteil:

Der *Pauschaltarif* hat in Deutschland für Neuanschlüsse jede Werbekraft verloren, da er die Bedingungen 1, 3, 4 und 5 nicht oder nur unvollkommen erfüllt, andererseits aber insbesondere weitgehend zur Stromverschwendung führt und damit indirekt und einseitig belastend sowohl auf Lieferer- als Abnehmerseite wirkt. Er hat nur dort noch seine praktische Geltung — vor allem in Genossenschaftswerken — wo er aus dem naheliegenden Grunde der Tragung des Selbstrisikos verständlich ist und in kleinsten Abnehmeranlagen, bei denen manche Werke die Anbringung eines Meßgerätes vermeiden wollen. (Solche Grenzfälle z. B. Verwendung von einer oder zwei Brennstellen in kleinsten Wohnungen können als Ausnahmeerscheinung behandelt werden.) Bei der überragenden Bedeutung der Dampfkrafterzeugung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist die festgestellte fast allgemeine Ablehnung dieser Tarifart gegenüber durchaus angebracht. Anders liegen die Verhältnisse im Ausland bei Wasserkraftwerken, bei denen die feste Jahresleistung verkauft wird. Es wäre interessant festzustellen, ob auch dort die Sicherung der Gestehungskosten, die als oberste Forderung erfüllt werden muß, die Beibehaltung der Pauschaltarife für die Zukunft noch rechtfertigt; denn beim Pauschaltarif geht der Lieferer davon aus, daß der Abnehmer zu verschiedenen Zeiten seine ihm zur Verfügung gestellte Vorhaltleistung praktisch ausnützt. Der damit verbundene Ausgleich schwindet mit dem Bestreben des Abnehmers, seine Vorhaltleistung nach Möglichkeit ständig auszunützen. Damit entfällt aber praktisch die Voraussetzung für die ursprüngliche Preisstellung, weil das Werk genötigt ist, in allen seinen Anlagen ständig eine höhere Gesamtleistung zur Verfügung zu stellen als ursprünglich der Kalkulation zugrunde lag. Dies muß naturnotwendig zu einer ungesunden Steigerung der Tarifsätze führen.

Der *Einheits-Kilowattstundentarif*, der bisher führend war, verliert immer mehr an Boden, weil er die Bedingungen 2, 3, 4 und 6 nicht oder nur unvollkommen zu erfüllen vermag; insbesondere kann er den Verbrauch nicht heben. Deshalb sind manche Werke, darunter auch sehr bedeutende, davon abgewichen und haben, um die ungerechte Lastenverteilung, die in dieser Tarifart begründet liegt, auszumerzen, sogenannte Haushalttarife mit Regelverbrauch-Charakter eingeführt. In anderen Fällen ging man zu dem sogenannten *Mehrfach-Zeittarif* über, der insbesondere auf das Tagbild des Werkes Rücksicht nimmt und die Anpassung an dieses in abgestufter Berechnung des Arbeitspreises zum Ausdruck bringt. Der Mehrfachzeittarif hat gewisse Schwierigkeiten, indem er die Bedingungen 2 und 5 nur unvollkommen erfüllen kann.

Der *Grundgebührentarif* erfüllt mit geringfügigen Abweichungen die vorerwähnten Bedingungen. Daß er planmäßig aufgebaut und mit

gründlicher Aufklärungsarbeit an den Kunden herangebracht werden muß, ist eine selbstverständliche Voraussetzung. Es darf hier erwähnt werden, daß manche Versuche, die schon vor Jahrzehnten zwecks Einführung von Grundgebührentarifen unternommen wurden, scheitern mußten, weil die Zeit wegen der geringen Aufnahmefähigkeit an Einrichtungen und Stromverbrauch noch nicht gekommen war. Des weiteren muß darauf aufmerksam gemacht werden, daß, wie bei jeder Tarifart, gewisse Grenzfälle der Kleinst- oder Sonderabnahme, die eine außerordentliche Härte bei starrer Anwendung im Gefolge haben, durch Ausgleichsbestimmungen gemildert werden müssen. Für das Werk bedeutet ein solches Zugeständnis ein bescheidenes Ausnahmeopfer; für die Abnehmerschaft entfällt aber jede Veranlassung, der neuen Tarifart mit Mißtrauen zu begegnen. Praktisch wirkt sich dies in verstärkter Einführung von bisher nicht verwendeten Wärmeapparaten aus, die dem Werk die Wahl eines niedrigen Arbeitspreises gestattet, beispielsweise wenn die Einrichtungen in angemessenem Umfang in belastungsarmen Zeiten benutzt werden.

Als Grundgebührentarife (vergleiche Begriffsbestimmung) müssen auch *Regelverbrauchstarife* angesehen werden, bei denen zwar keine festen Grundpreise verlangt, jedoch abhängig von irgend einer Bezugsgröße wie Anschlußwert, Zimmerzahl, Brennstellenzahl, Grundfläche usw. eine gewisse Anzahl Kilowattstunden zu hohen Sätzen berechnet werden, während alles, was darüber hinausgeht, zu einem sehr niedrigen Einheitspreis in Ansatz kommt. Die Bedingungen 1 und 7 erfüllt dieser Tarif zwar unvollkommen, doch verschafft er dem Werk eine Art Grundgebühr in dem Ertrag des Regelverbrauchs, während der für den Mehrverbrauch angesetzte Preis gewissermaßen den Arbeitspreis darstellt. Gegenüber dem Grundgebührentarif mit festen Grundpreisen hat hier der Abnehmer den Vorteil, daß eine Begrenzung des Kilowattstundenpreises nach oben auch bei kleinem Verbrauch besteht, während für das Werk eine gewisse Unsicherheit in der Höhe der Einnahmen erhalten bleibt. Die Erfahrung zeigt, daß der Regelverbrauch fast überall in kurzer Zeit erreicht wird und damit grundgebührentarifähnlich wirkt ohne eine sichere Deckung der festen Kosten zu erreichen. Über die bisherige Einführung von Grundgebührentarifen hat eine statistische Erhebung durch die Vereinigung der Elektrizitätswerke Berlin, die rund 50 Millionen aus öffentlichen Werken versorgte Einwohner in Deutschland erfaßt, nachstehende Zahlen ergeben. Man kann für die restlichen 10 Millionen Einwohner dasselbe prozentuale Verhältnis annehmen. (Deutschland hat rund 60 Millionen Einwohner.)

Diese Tabelle zeigt, daß in den Werken, die ausschließlich mit Grundgebührentarifen arbeiten, eine erhebliche Umsatzsteigerung erreicht ist, während die Entwicklung des Grundgebührentarifs bei Werken, die wahlweise verschiedene Tarife zugelassen haben, noch nicht ganz einwandfrei überblickt werden kann. Auf Grund von Sonderfeststellungen ist aber erwiesen, daß nur bei vereinzelten Werken eine schwache, sonst, und zwar insbesondere in den Städten, eine sehr rasche und starke Auf-

Stand vom 1. Oktober 1929

Tarifart	Anzahl der damit versorgten Einwohner	Prozent der insgesamt versorgten Einwohner	Abgabe an Kleinabnehmer × 1000 kWh	Prozent der Gesamtabgabe an Kleinabnehmer
a) ausschließlich kWh-Tarife . .	22 619 000	45	1 186 418	42,5
b) ausschließlich Grundgebührentarife	9 813 000	20	671 268	24
c) kWh-Tarif, andere Tarifarten oder Grundgebührentarif nach Wahl der Abnehmer	17 229 000	35	933 214	33,5
	49 661 000	100	2 790 900	100

wärtsbewegung erfolgt ist. Man geht nicht fehl in der Annahme, daß im ganzen 20% der Einwohnerschaft und mindestens 20% des Gesamtstromumsatzes für Kleinabnehmer in Versorgungsgebieten mit Wahlcharakter (Gruppe c der Tabelle) auf die Auswirkung von Grundgebührentarifen entfällt. Interessant ist die Tatsache, daß in der Währungskrise fast alle Grundgebührentarife aufgegeben waren, so daß im wesentlichen seit Stabilisierung der deutschen Währung (1. Januar 1924) die außerordentlich starke Einführung des Grundgebührentarifs erfolgt ist. *In einem Zeitraum von 5 Jahren hat er sich demnach in verschiedenen Formen soweit eingebürgert, daß mindestens 40% der deutschen Einwohnerschaft und mindestens 44% der Gesamtstromabgabe, die die deutsche Bevölkerung bei den öffentlichen Elektrizitätswerken für den Kleinverbrauch bezieht, nach Grundgebührentarifen versorgt bezw. verrechnet werden.*

Dieses Ergebnis, gestützt auf eine wissenschaftlich einwandfreie Begründung, zeigt ganz klar, wohin auch weiterhin die neueren Bestrebungen und Erfahrungen in Deutschland gehen. Die Verwendung von Grundgebühren- und ähnlichen Tarifen werden deshalb im nachfolgenden vorzugsweise behandelt, wobei die Reihenfolge der wesentlichsten Abnahmegebiete gewählt ist und zwar:

1. Haushalt,
2. Gewerbe,
3. Landwirtschaft,
4. Sondergebiete.

1. *Haushaltabnehmer*

Hier ist zu unterscheiden, ob dem Abnehmer vom Werk die Leistung innerhalb der durch die Meß- und Leitungseinrichtungen gegebenen technischen Grenzen unbeschränkt zur Verfügung gestellt wird, oder ob eine Beschränkung stattfindet. Die auch nach Leistung unbeschränkte Entnahme liegt mehr im Zuge der Zeit und entspricht besser dem Grundsatz vom Kundendienst. Bei nach Zeit und Leistung unbeschränkter Entnahme sind neuzeitlich in Deutschland Mehrfachzeit- und Grundgebührentarife in Verwendung. Bei ersterem kommen sogen.

Doppel- und Dreifachtarife in Betracht. Der Mehrfachzeittarif erfordert als Meßeinrichtung einen Mehrfachzähler mit Umschaltwerk. Da die benötigte Meßeinrichtung hohe Anlagekosten verursacht, wird es nicht möglich sein, diese Tarifart für Haushalt allgemein einzuführen, obwohl sie sonst sowohl dem Werk als auch dem Kunden große Vorteile, insbesondere Anpassung an das Tagesbild des Werkes und gerechte Lastenverteilung bringt. Daß dabei durch die hohen Preise während der Zeit hoher Werksbelastung insgesamt eine gewisse Verbrauchshemmung besteht, muß ebenfalls beachtet werden. Hinsichtlich der *synchrongesteuerten Uhren* beim Mehrfachzeittarif kann in erhöhtem Maße auf die schon bei Großabnehmern erwähnten Umstände erneut hingewiesen werden, wobei noch besonders die Kapitalarmut Deutschlands einer großzügigen Anwendung solcher Meßeinrichtungen für die Vielzahl der Kleinabnehmer im Wege steht. Zwangläufig führt nach Vorgesagtem die Entwicklung im Haushalt vorzugsweise zur Verwendung von Grundgebührentarifen.

Die Meinungen gehen auseinander, welche Bezugsgrößen gewählt werden sollen, auf Grund deren die Grundpreise bestimmt werden müssen. Als Bezugsgrößen kommen in Betracht:

a. die Brennstellenzahl,
b. die Wohnungsgröße oder die Zimmerzahl,
c. der Anschlußwert,
d. die Wohnungsmiete,
e. die Zählergröße,
f. die Höchstlast.

Bei all diesen Bezugsgrößen wird von der Voraussetzung ausgegangen, daß Abnehmer, bei denen die gleiche Zahl Verrechnungseinheiten (z. B. Zimmer) vorhanden ist, ähnliche Abnahmeverhältnisse aufweisen. Hierin liegt eine gewisse Unsicherheit. Die Verwendung des Anschlußwertes als Bezugsgröße bringt die Notwendigkeit dauernder Überwachung der Anschlüsse und die Gefahr der Hemmung der Anschlußbewegung mit sich. Von der Wahl dieser Bezugsgröße ist deshalb dringend abzuraten. Bestrebungen neuerer Zeit gehen dahin, die gemessene Höchstlast auch für Kleinabnehmer einzuführen. Verwendet man hierbei nur einen Höchstlastzähler ohne Schaltuhr, so geht man von der Voraussetzung aus, daß Abnehmer, deren Verbrauch die gleiche Höchstlast aufweist, ähnliche Rückwirkungen auf das Werk bringen. Diese Voraussetzung ist jedoch ebenfalls unsicher, da ja bei den einzelnen Abnehmern die Höchstlast zu Zeiten hoher oder auch niederer Werksbelastung auftreten kann. Die gemessene Höchstlast auch bei Kleinabnehmern wird daher nur einen richtigen Maßstab ergeben, wenn durch Einbau einer Schaltuhr der Zeitpunkt der Entnahme mitberücksichtigt wird. In diesem Falle entstehen so hohe Kosten, daß eine Allgemeineinführung der Höchstlastmessung für Kleinabnehmer kaum zu erwarten ist.

Viel Bestechendes hat der Gedanke an sich, den Kunden die Bezugsleistung selbst wählen zu lassen und einen Tarif unter Verwendung von

Leistungsbegrenzern aufzubauen. Technisch steht diesem Gedanken nichts entgegen. Es gibt zur Zeit Leistungsbegrenzer, die vollkommen betriebssicher sind und teilweise mit einer thermischen Verzögerungseinrichtung ausgestattet werden, die den Kunden mittels Signaleinrichtung kurz vor der Abschaltung von der Überschreitung der ihm zustehenden Bezugsleistung verständigt. Abgesehen davon, daß das Werk hierdurch zu Zeiten, in denen ihm genügende Leistung zur Verfügung steht, weniger verkauft, als es verkaufen könnte, besteht für den Kunden die Unannehmlichkeit einer ihm aufgezwungenen Einschränkung. Diese Einschränkung entfällt mit Einrichtungen, bei welchen der Abnehmer seinen Zähler auf hohen Tarif selbst umschalten und dann unbeschränkt Leistung beziehen kann. Aber auch dieser Verbesserung haftet der Mangel an, daß der Zeitpunkt der Entnahme trotz der erweiterten technischen Einrichtungen nicht berücksichtigt wird.

Manche Werke, die sich nicht zur grundlegenden Änderung ihrer Tarife entschließen oder die daran durch bestehende Verträge behindert sind, wählen folgenden Ausweg. Dem Kunden wird gegen eine entsprechende Miete außer dem fest eingebauten Zähler noch ein sogen. *Vergütungszähler* zur Verfügung gestellt. Durch diesen Vergütungszähler als Unterzähler wird der Verbrauch für Haushaltmaschinen und Wärmeverbrauchsapparate gemessen. Die dadurch festgestellte Abnahme wird an den Angaben des Hauptzählers abgezogen, und auf diese Weise der zu hohem Preis zu verrechnende Lichtverbrauch festgestellt. Für Wärme- und Haushaltverbrauch wird ein entsprechend niedriger Preis bestimmt. Diese Verrechnungsart stellt keine endgültige Lösung dar, weil die Unbequemlichkeit und die Kosten des Unterzählers sowie die Erschwerung des Abrechnungsgeschäftes im Wege stehen.

Die Einführung von *Warmwasserspeichern, Speicheröfen, Speicherherden* ist bei den bisher üblichen Tarifen erschwert. Mit einem einheitlichen Arbeitspreis ist ein wirtschaftlicher Betrieb solcher Apparate häufig nicht durchzuführen. Da der Leistungsbedarf von Wärmespeicherapparaten auf Zeiten verlegt werden kann, die dem Werk erwünscht sind (Tälerauffüllung des Tagesbildes), kann auf den Arbeitspreis gestehungskostenmäßig Rabatt gewährt werden. Die billigen Preise sind zu verantworten, weil bei Speicherapparaten der Kunde die Kosten der Speicherung trägt und damit das Werk entlastet. Es kann für solche Sonderfälle auch ein einheitlicher Sonderarbeitspreis eingeräumt werden, der mindestens die veränderlichen Kosten des Werks deckt. Diese Sonderregelung ist zu vermeiden, wenn das Elektrizitätswerk allgemein den Grundpreis so hoch festlegen kann, daß es im Arbeitspreis nur seine reinen veränderlichen Gestehungskosten in Anrechnung bringen muß. Zu solchen Festsetzungen haben sich bisher nur ganz wenige Werke entschließen können. Erfreulicherweise gehen aber immer mehr Werke wenigstens dazu über, für Wärmespeicher wie für Speicherapparate überhaupt Sonderarbeitspreise einzuräumen, die einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Apparate ermöglichen. Die Erfahrung hat bereits gezeigt, daß die Einführung von Warmwasserspeichern verhältnis-

mäßig leicht vor sich geht, namentlich, wenn mit der Tarifgestaltung Kreditgewährung für Beschaffung der Einrichtungen Hand in Hand geht.

2. *Gewerbliche Kleinabnehmer*

Als solche sind verstanden die Elektrizitätsverbraucher im Handel, Gewerbe, Kleinindustrie, sowie Gastwirtschaften und Hotels, außerdem Büros und freie Berufsstände wie Ärzte, Anwälte, Ateliers usw. Auch für diese Gruppe von Kleinabnehmern kommen heute nur Mehrfachzeittarife oder Grundgebührentarife in Frage. Über *Mehrfachzeittarife* gilt das gleiche, was schon im Abschnitt über Haushaltabnehmer gesagt wurde. Sie eignen sich hier besser als auf dem Gebiet des Haushalts, weil die Meßkosten bei dem größeren Stromumsatz eher verantwortet werden können. Für *Grundgebührentarife* sind als Bezugsgröße für den Grundpreis üblich die gemessene Höchstlast, der absolute Anschlußwert oder ein mit Rücksicht auf die Eigenart einzelner Betriebe abgeschätzter Anschlußwert. Da gegenüber den Haushaltabnehmern die Zahl der gewerblichen Abnehmer bedeutend geringer und die Abnahmemenge im einzelnen höher ist, kann viel leichter die gemessene Höchstlast als Bezugsgröße verwendet werden, jedoch muß die Abnahmezeit berücksichtigt sein. Man denke an Kompressoren zur Kälteerzeugung und Warmwasserbereitungsanlagen. In vielen Fällen wird als Meßgerät ein Maximumzähler ohne Schaltuhr genügen. Will man die Messung der Höchstlast nicht einführen, so bleibt nur der Anschlußwert oder die aus demselben schätzungsweise ermittelte Höchstlast als Bezugsgröße übrig. Vom reinen Anschlußwert als Bezugsgröße ist auch hier abzuraten, da sonst die Verwendung verschiedenartiger elektrischer Geräte verhindert wird und damit Anschlußhemmung eintritt. Es ist erwiesen, daß z. B. kleine Gewerbetreibende mit reichlicher Ausrüstung an Einzelantrieben nur in den seltensten Fällen alle Maschinen gleichzeitig in Betrieb nehmen (zu wenig Personal, zu wenig Platz in der Werkstätte, Fortschreiten des Arbeitsprozesses). In gewissem Gegensatz hierzu ist besondere Beachtung solchen Stromabnehmern zu schenken, die fast ausschließlich zur Höchstbelastungszeit das Werk in Anspruch nehmen. Es sind dies Schaufensterbeleuchtung, Bürobeleuchtung, Atelierbeleuchtung u. ä. Wird in diesen Fällen der volle Anschlußwert als Bezugsgröße für den Grundpreis verwendet, so können solche Abnehmer im Rahmen des sonst eingeführten Grundgebührentarifs erfaßt werden. Besondere Berücksichtigung verdienen größere Hotels und Gastwirtschaften, deren Betrieb erst nach der Hauptbelastung des Werks die höchste Leistung beansprucht. Die Gruppe der landwirtschaftlichen Gewerbetreibenden, d. h. solcher, die nebenbei Landwirtschaft betreiben oder von Landwirten, die nebenbei ein Gewerbe ausüben, ist nachstehend eingereiht.

3. *Landwirtschaftliche Kleinabnehmer*

Kann man bei der städtischen Versorgung in fast allen Fällen mit annähernd gleichen Verteilungskosten rechnen, so ist dies bei den länd-

lichen Abnehmern ganz unmöglich. Es ist daher von vornherein nötig, besonders hohe Zuleitungskosten in Form von Anschlußgebühren oder Kostenbeiträgen auf den Verbraucher abzuwälzen. Ist so ein Ausgleich erfolgt, wird es möglich, auch in der Landwirtschaft einheitliche Tarife einzuführen. Der für II a. und II b. unter der Voraussetzung geeigneter Umschalteinrichtungen als sehr brauchbar bezeichnete Mehrfachzeittarif wird wahrscheinlich auch nach Erfüllung der geforderten Voraussetzung für die Landwirtschaft nur schwer Eingang finden. Die Gefahr der Gewitter- und Rauhreifstörungen sowie die große örtliche Entfernung der Abnehmer von einander wird auch den Betrieb synchrongesteuerter Umschaltuhren ganz wesentlich erschweren. Erst die weitere Entwicklung zur Hochfrequenzsteuerung wird vielleicht hier neue Möglichkeiten bieten. Der Grundgebührentarif stellt daher auch für diese Abnehmergruppe die beste Lösung heutiger Preisfestsetzung dar. Nur in den seltensten Fällen wird es möglich sein, die gemessene Höchstlast als Bezugsgröße zu verwenden und auch hierbei wird es notwendig, die für gewöhnlich außerhalb der normalen Zentralenhöchstlast des Jahres auftretende Dreschbelastung besonders zu berücksichtigen. In weitgehendem Maße hat sich für landwirtschaftliche Grundgebührentarife die bewirtschaftete Grundfläche unter Berücksichtigung von deren Wertigkeit z. B. der *Elektromorgen* als Bezugsgröße eingeführt. In Gegenden mit wenig Ackerbau und ausgedehnter Viehzucht wird auch der *Viehbestand* als Bezugsgröße verwendet. Die Verwendung des *Anschlußwertes* für die Bestimmung des Grundpreises kann im allgemeinen nicht empfohlen werden, weil anschlußhemmende Wirkungen zu befürchten sind. Der in Verbindung mit dem landwirtschaftlichen Betrieb stehende Haushalt darf nicht in der gleichen Weise behandelt werden wie ein städtischer Haushalt. Der auf Wohnungsgrößen abgestellte Tarif, bei dem Nebenräume außer Ansatz bleiben, wird ausscheiden müssen, da von geschlossenen Wohnungen beim landwirtschaftlichen Haushalt gewöhnlich nicht gesprochen werden kann. Verwendet werden deshalb Raumtarife und Brennstellentarife, letztere mit Klasseneinteilung. Gerade so wie beim Haushaltverbrauch Wärmespeichergeräte meist nicht nach dem allgemein gültigen Tarife angeschlossen werden können, ist dies in der Landwirtschaft für Futterdämpfer und Heißwassergeräte der Fall, da deren Verbrauch in seiner Rückwirkung auf das Werk vollkommen von der gewöhnlichen Stromabnahme abweicht. Ein Grenzgebiet zwischen gewerblichen und landwirtschaftlichen Abnehmern sind die Gewerbetreibenden auf dem Lande. Sie nach dem rein landwirtschaftlichen Tarif zu behandeln, ist unangebracht, da sie gerade im Winter zu Zeiten der Zentralenhöchstlast vielfach ihren Gewerbebetrieb ausüben und somit abweichend von der Landwirtschaft das Werk belasten. Durch Einbau von Umschaltern, die verhindern, daß gleichzeitig landwirtschaftliche und gewerbliche Maschinen laufen und entsprechende Festsetzung des Verrechnungswertes kann auch in diesen Fällen der Grundgebührentarif in allgemeiner Form angewendet werden.

Eine Anzahl Kleinverbraucher ist nicht in den Rahmen der bisher besprochenen Gruppen einzuordnen. Es sind dies u. a. die öffentliche Straßen- und Platzbeleuchtung in kleinen Städten und Gemeinden, die Beleuchtung öffentlicher Gebäude wie Rathäuser, Säle, Kinos, Kirchen und Schulen. Man muß hier davon absehen, daß vielfach als Entgelt für die erteilte Konzession von Staat und Kommunen kostenlose oder stark verbilligte Belieferung für öffentliche Zwecke verlangt werden. Solche Abmachungen stellen vielfach eine verschleierte außerordentliche Belastung der Werke dar und scheiden deshalb bei Betrachtung des Tarifwesens aus. Für Straßenbeleuchtung kann der Grundgebührentarif ohne weiteres Verwendung finden, wobei der Grundpreis nach Anschlußwert oder Brennstellen mit Wattverbrauchsgrenzen zu bemessen ist. Für die übrigen Sonderfälle wie Verbrauch in Rathäusern, Sälen, Kirchen, Schulen, Saisonbetrieben usw., denen im ganzen genommen eine verhältnismäßig geringe Bedeutung zukommt, ist entweder eine billige Abschätzung der auftretenden Höchstlast und dementsprechend der Grundpreis bei Grundgebührentarif zu wählen oder die reine Kilowattstundenberechnung als Ausnahmeerscheinung beizubehalten. Bei Abschätzung in ersterem Fall muß man auch die Zeit der Abnahme beachten. Das gleiche gilt für ausgesprochen soziale Härtefälle wie Kleinrentenabnehmer usw., die als im wesentlichen vorübergehende Erscheinungen der Nachkriegszeit gelten und daher für Allgemeinbetrachtung ausscheiden müssen.

Folgerung

Die neueren Bestrebungen gehen dahin, das Wachstum des Stromverbrauchs und seine Vergleichmäßigung im Tagbild der Werke durch Tarifgestaltung zu beeinflussen. Die bisher aufgetretene Zersplitterung im Tarifwesen hatte vielfach den unberechtigten Vorwurf zur Folge, die Elektrizitätswerke nützten ihre monopolartige Stellung aus, um willkürlich hohe Tarife zu gestalten oder beizubehalten. Von verschiedenen Seiten wurden in den letzten Jahren auf Grund eingehender Studien wertvolle Vorschläge für geeignete Tarifformen gemacht. Es sei besonders auf die Arbeit der Tarifkommission der Vereinigung der Elektrizitätswerke Berlin (Richtlinien zur Ermittlung der Gestehungskosten elektrischer Arbeit) hingewiesen, deren Ergebnis, soweit es notwendig erschien, in vorliegender Schrift wiedergegeben wurde. Unbestritten zeigt sich die Richtigkeit der Forderung, die Gestehungskosten, zerlegt in die festen und in die veränderlichen Kosten, zur Grundlage der Tarifformen zu machen. Formen wie Pauschal- und Einheits-Kilowattstundentarif sind als veraltet zu bezeichnen, zumal sie die heute erforderliche Werbekraft nicht besitzen, sogar der durch die kulturelle Entwicklung eingetretenen Bedarfssteigerung hemmend im Wege stehen.

Es wurde nachgewiesen, daß der Grundgebührentarif nicht nur für das Werk vermöge der sicheren finanziellen Grundlage, die er ihm bietet, sondern auch für den Abnehmer vermöge der Anpassungsfähigkeit gegenwärtig als beste Form der Preisfestsetzung für den Elektrizitätsverkauf anzusehen ist. Hinsichtlich der Einzelgestaltung von Grundgebührentarifen ist zu sagen: Bei Großabnehmern wird als Bezugsgröße für den Grundpreis fast allgemein die gemessene Höchstlast gewählt, während bei Kleinabnehmern auch andere Maßstäbe wie Wohnungsgröße, Anschlußwert usw. angelegt sind. Es hat sich ergeben, daß für alle Verwendungszwecke in Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft mit Ausnahme von Sonderanwendungen wie Wärmespeicherung der gleiche Arbeitspreis gewählt werden kann, und daß nur die Grundpreissätze verschieden bestimmt werden müssen. Wenn durch Verständigung mit der Abnehmerschaft die Grundpreise in entsprechender Höhe gehalten werden, kann ein niedriger Arbeitspreis zugestanden werden, der immer noch reichlich die veränderlichen Gestehungskosten deckt. Dieser Arbeitspreis reicht für den Betrieb von Elektrowärmegeräten aus, wenn mit Rücksicht auf Abnahme in belastungsarmen Zeiten die Berechnung eines Grundpreises für diesen Sonderverbrauch nicht erfolgt. Auch der Unterschied zwischen städtischer und ländlicher Abnahme kann durch geeignete Wahl der Bezugsgröße für den Grundpreis zum Ausdruck gebracht werden. Beim Großabnehmer hat sich der Grundgebührentarif in Deutschland so stark eingebürgert, daß man ruhig von einer Allgemeingeltung sprechen kann.

Das Problem liegt demnach heute nur noch beim Kleinabnehmer, weil die ungeheure Vielgestaltigkeit der Abnahmeverhältnisse und die notwendige einheitliche Zusammenfassung bei Bestimmung der Grundpreise folgerichtig erhebliche Schwierigkeiten bereiten. Diese Zusammenfassung ist aber notwendig, weil als Bezugsgröße die gemessene Höchstlast nicht allgemein eingeführt werden kann. Trotz dieser Schwierigkeiten hat sich der Grundgebührentarif auch für Kleinabnehmer in Deutschland so Eingang verschafft, daß nach zuverlässigen Schätzungen heute mindestens 40% der Einwohner mit mindestens 44% der Gesamtabnahmemenge der Kleinabnehmer auf dieser Grundlage mit Elektrizität versorgt sind. Die weitere Einführung auch bei Werken, die bisher ausschließlich Einheits-Kilowattstundentarife verwendeten, ist in vielen Fällen geplant oder bereits im Gange. Überall zeigt sich nach kurzer Zeit eine erheblichere Steigerung des Konsums als dies bei Werken mit Kilowattstundentarifen der Fall ist.

Von den neuzeitlichen Tarifformen ist, wenn man vom reinen Kilowattstundentarif absieht, neben dem Grundgebührentarif der Mehrfachzeittarif am stärksten vertreten. Er erfüllt neben dem Grundgebührentarif theoretisch und praktisch am besten diejenigen Forderungen, die heute an das Tarifwesen gestellt werden müssen. Dort, wo Grundgebührentarife allgemein für Kleinabnehmer eingeführt werden, stellen sich Grenzfälle sozialer und wirtschaftlicher Natur ein, deren Ausgleich zu empfehlen ist. Ein solcher Härteausgleich wird durch

systematische Anwendung von Richtlinien gefunden, die dem Werk nur geringe und vorübergehende finanzielle Opfer auferlegt. Am einfachsten wird dieser Ausgleich durch die Zulassung eines Kilowattstundentarifs für Härtefälle und Übergangszeiten herbeigeführt. Beim sogen. Regelverbrauchstarif, einer Abart des Grundgebührentarifs, sowie beim Blocktarif, die beide in größeren Städten Eingang fanden, ist ein Härteausgleich nicht erforderlich. Mit breiterer Verwendung der Elektrizität beim Einzelabnehmer, die überall bei Grundgebührentarifen erfolgt, verringert sich die Zahl solcher Abnehmer schnell, welche den Härteausgleich beanspruchen. *Dadurch ist der Grundgebührentarif zum erstrebten Normaltarif gestempelt.* Die große Bedeutung, die sich gerade in der wirtschaftlichen Auswirkung der Tarifwahl ausprägt, zwingt zu sorgfältigen Studien und zwar von Grund auf. Geeignete graphische Darstellungen in Kurven und Modellen erleichtern solche Studien und gestatten, sinnfällig die Richtigkeit von Tarifen nachzuprüfen. Dazu ist es von Vorteil, wenn auch Einblick in einzelne Berechnungsbeispiele und Tarifbeschreibungen genommen wird, um die zwingende Logik der Ausführungen unmittelbar zu erkennen. Der Grundgebührentarif ist überall anwendbar. Wenn Zweifelsfälle auftauchen, wird sich zwar immer wieder die Gewissensfrage erheben, ob seine allgemeine Anwendbarkeit auch genügend erforscht ist. Mit einer zu großzügigen Wirtschaftspolitik bereiten Einstellung ist überall das Problem in positivem Sinn zu lösen. Da die Behandlung von Beispielen mit Zahlenmaterial weit über den Rahmen dieser Schrift hinausgeht, ist hier nur ein kurzer Hinweis auf die Gestaltung der Dinge bei verschiedenen Werken zu machen. Zu guter Letzt wird nochmals der Erkenntnis Ausdruck gegeben, daß der Grundgebührentarif aus innerer Berechtigung die größte natürliche Werbekraft besitzt. Derselbe sollte überall zum mindesten wahlweise eingeführt werden. Von Interesse ist schließlich der Hinweis auf die Tatsache, daß auch die Geschäftsberichte großer deutscher Elektrizitätswerke von einer durchaus angemessenen Umsatz- und Einnahmesteigerung nach gründlicher Durchführung von Grundgebührentarifen melden.

Summary

Recent efforts manifest a tendency to promote the growth of current consumption and render the loads in the daily course of the power stations more uniform by suitable tariffs. Very useful work with this aim in view has been carried out by the Tariff Commission of the Associated Berlin Electricity Works, of which the results published so far are reproduced in this paper. They prove the correctness of the demand to make production costs divided into fixed and variable costs the basis of every tariff. Bulk rates and uniform kWh rates are considered obsolete, especially since they have ceased to attract customers and are said to militate against increasing demand, otherwise a logical concomitant of an improved living standard.

The flat rate tariff is regarded as the best existing form of fixing prices of electric current, for the works, owing to the safe basis it provides for calculations, and for the consumer, owing to its great adaptibility.

It is shown that the same service rate may be charged for all household, industrial and agricultural uses, with the exception of heat storage, and that it is

only necessary to differentiate the base price rates. In Germany the flat rate tariff has been largely adopted as a result of its popularity among big consumers.

The chief problem, still awaiting solution hence concerns the small consumer because of the multiform conditions of consumption and because of the difficulties opposed to a uniform coordination when assessing base prices. Such coordination is necessary however since the measured maximum load cannot be generally introduced for the price of current consumed. In spite of these difficulties the flat rate tariff has been so extensively adopted for small consumers in Germany that according to authentic sources at least 40% of the small consumers, accounting for 44% of the total current consumed, are supplied with electricity on this basis. The adoption of this system in place of the uniform kWh rate has been followed everywhere by a considerable increase of consumption. Similar in effect to the flat rate tariff is the also largely applied multiple time tariff. In case of a general introduction of the flat rate tariff certain small consumers may be justfied in complaining of harsh treatment socially and economically; but such contingencies can be readily met by a systematic adoption of guiding lines involving only a small temporary sacrifice on the part of the suppling Works, as for instance, by the temporary application of the kWh tariff. Such a contingency will not eventuate in case of the "adjustable consumption tariff" or of the block tariff, both of which have been extensively introduced in larger towns. With a wider individual use of electricity such as resulting from the introduction of the flat rate tariff, complaints on the part of consumers decrease rapidly. *This justifies the claim of the flat rate tariff to the position of standard tariff.* The great importance of the economic effect of tariffs requires thorough investigation and their study can be considerably assisted by suitable graphic representations and models.

In conclusion the author points to the great custom attracting capacity of the base rate tariff.

Dieser Bericht entstand unter Mitarbeit von:

Dr.-Ing. *Adolph*, Berlin.
Dr.-Ing. *Passavant*, Berlin.
Dir. *Riedel*, Dresden.
Dr.-Ing. *Siegel*, Berlin.

Schweden

Tarife und Zähler in Haushaltungen bei Verwendung von wärmespeichernden Kochgeräten

Schwedisches Nationalkomitee

Ing. A. Widström

Nachdem sich die Elektrizität im Haushalt die Stellung als beste Beleuchtungsquelle gesichert hatte, sieht man in der Verwendung der Elektrizität für Wärmezwecke ein neues und aussichtreiches Verbrauchsgebiet. Wegen des scharfen Wettbewerbs anderer Wärmequellen ist man dabei genötigt, von dem einfachen kWh-Tarif zu anderen Tarifen überzugehen, die mehr den Gestehungskosten der elektrischen Arbeit angepaßt sind.

Man kann die Tarife, die hier in Frage kommen, in drei Hauptgruppen einteilen:

1. Tarife, die auf die Verbrauchsintensität Rücksicht nehmen,
2. Tarife mit Abstufung der Preise nach dem Zeitpunkt des Verbrauchs,
3. Tarife, bei denen auf die Höchstbelastung Rücksicht genommen wird.

Zu der ersten Gruppe gehört der Grundgebührentarif, bei welchem der Verbraucher eine feste Gebühr bezahlt, die auf Anschlußwert, Zimmerzahl, Zählergröße usw. bezogen wird. Diesen Berechnungen liegt fast immer der für den betreffenden Abnehmer als normal anzusehende Lichtverbrauch zugrunde. Hierzu gehören auch die sogen. Blocktarife, die mit Vorliebe in Amerika benutzt werden, und die als Tarife mit versteckter Grundgebühr charakterisiert werden können. Tarife dieser Art sind in gewissem Maße den Selbstkosten angepaßt, weil auch bei unveränderter Ausnutzungszeit ein Teil der festen Kosten mit zunehmendem Verbrauch innerhalb desselben Gebietes, also bei steigender Verbrauchsintensität vermindert wird.

Tarife der zweiten Gruppe haben in der Gestalt von Doppel- und Dreifachtarifen eine ziemlich große Verbreitung im Haushalt gefunden. Diese Tarife nehmen in der Weise auf die Gestehungskosten Rücksicht, daß während der Zeit der Höchstbelastung höhere Preise und zu anderen Zeiten niedrigere Preise gerechnet werden. Man gibt also dem Abnehmer Veranlassung, den Verbrauch außerhalb der „Sperrzeit“ zu erhöhen. Dabei kann es vorkommen, daß die Höchstbelastung in den Zeitabschnitt der niedrigeren Preise fällt, wodurch die Preisabstufung größtenteils ihre Berechtigung verliert.

Ein typischer Vertreter der dritten Gruppe ist der Maximaltarif, der die beste Annäherung an die Selbstkosten gestattet, und daher für den Verkauf elektrischer Arbeit an Großabnehmer vielfach angewendet wird.

Es ist nun zu erwägen, nach welchen von diesen Grundformen ein Tarif für den Haushalt, wo wärmespeichernde Geräte (Speicherherd, Heißwasserspeicher) verwendet werden, aufgebaut werden soll.

Der Grundgebührentarif scheint nicht für diesen Zweck geeignet zu sein, weil der Preis nicht von der Maximalbelastung beeinflußt wird, und der Verbraucher also kein Interesse hat, die Wärmespeicher auszuschalten, wenn die elektrische Energie für Beleuchtung und andere Zwecke verwendet wird.

Der Doppeltarif dagegen bietet gewisse Vorteile, weil einerseits der Abnehmer in der Benutzung seiner Anlage weniger beschränkt ist, da er auch in der Sperrzeit die wärmespeichernden Geräte ohne Stromzufuhr verwenden kann und anderseits die oben erwähnte Gefahr, die Entstehung einer Vormittagsspitze, dank der verhältnismäßig kleinen Leistung der Apparate weniger zu befürchten ist. Es scheint allerdings notwendig, daß die Wärmeapparate bei Beginn und Ende der Sperrzeit durch einen von der Schaltuhr gesteuerten Automat aus- und eingeschaltet werden, was eine ziemlich große Komplikation mit sich bringt.

Bei Tarifen der dritten Hauptgruppe muß die Maximalbelastung gemessen werden. An und für sich bietet dieses keine Schwierigkeiten, da nunmehr auch billige Meßapparate von hinreichender Genauigkeit für diesen Zweck hergestellt werden. Für den Verbraucher hat indessen diese Verrechnungsmethode den großen Nachteil, daß eine einmalige oder selten wiederholte Überschreitung der Durchschnittshöchstbelastung eine wesentliche Erhöhung seiner Gesamtausgaben verursacht. Für das Elektrizitätswerk anderseits ist nicht die Summe dieser zufälligen Maximalbelastungen, sondern die ausgeglichene, resultierende Belastung von Bedeutung. Es scheint also zweckmäßig, die Leistungsgebühr so zu berechnen, daß der Verbraucher für eine von ihm gewählte Leistung einen Betrag pro kW und Jahr bezahlt, und bei Überschreitung dieser Leistung eine Arbeitsgebühr pro mit Überverbrauchzähler gemessene kWh. Der Tarif erhält demnach die folgende Abfassung: Eine feste Jahresgebühr von A Mk pro kW der gewählten Leistung, eine Arbeitsgebühr von a Pf pro kWh und außerdem ein Zuschlag von b Pf für jede vom Überverbrauchzählwerk registrierte kWh. Für die Messung ist ein Überverbrauchzähler mit Gesamt- und Spitzenzählwerk erforderlich.

Dieser Tarif gibt also den Verbrauchern Gelegenheit, die Größe der abonnierten Leistung nach seinen Lebensgewohnheiten zu bestimmen, aber er kann diese Grenze im Bedarfsfalle gegen Zahlung eines erhöhten Preises überschreiten. Er hat weiter immer den Anreiz, seine Maximalbelastung durch Ausschalten der wärmespeichernden Geräte zu begrenzen, wenn die Leistung für andere Zwecke in Anspruch genommen wird. Das Elektrizitätswerk muß anderseits den Zuschlagspreis der

Überverbrauch kWh nach seiner Erfahrung so bemessen, daß die Summe der Leistungs- und Überverbrauchsgebühren ein genügendes Entgelt für die resultierende Maximalbelastung einbringt.

Die Ein- und Ausschaltung der Speichergeräte kann der Verbraucher selbst ausführen, aber der selbsttätigen Belastungsregulierung muß der Vorzug gegeben werden. Der Zähler, der bei dem vorgeschlagenen Tarif verwendet wird, besitzt die Voraussetzungen für eine solche Regulierung, man muß ihn nur mit einem Schalter, am besten einem Quecksilberrohrschalter, auf geeignete Weise kombinieren. Der Zähler ist wie gewöhnlich mit einem Gesamtzählwerk versehen, der die Umdrehungen der Ankerscheibe registriert. Der Anker treibt außerdem das eine Sonnenrad eines Differentialgetriebes, das zweite Sonnenrad erhält seine Bewegung von einem Uhrwerk, dessen konstante Umlaufzahl der abonnierten Leistung entspricht. Die Bewegung des Planetenrades ist der Differenz der Bewegung der Sonnenräder proportional und das Spitzenzählwerk, welches vom Planetenrad getrieben wird, registriert demnach die über die Leistungsgrenze verbrauchte Arbeit. Der Quecksilberrohrschalter muß, um von der Ausschaltlage in die Einschaltstellung oder umgekehrt zu gelangen, um eine horizontale Achse gedreht werden. Dieser „Schaltwinkel" beträgt bei einem geraden Rohr 2° bis 3° und ist für jeden Schalter eine konstante Größe.

Wenn wir annehmen, daß die abonnierte Leistung N_a W, die Leistung der wärmespeichernden Geräte N_s W und die veränderliche Leistung für Beleuchtung usw. N_l W beträgt, muß die Ausschaltung der Wärmeapparate stattfinden, wenn $N_s + N_l > N_a$.

Wenn die gesamte Belastung größer als die abonnierte Leistung wird, bewegt sich das Planetenrad mit einer der Differenz $N_s + N_l - N_a$ proportionalen Geschwindigkeit und nach einiger Zeit hat sich der Quecksilberschalter so weit gedreht, daß die Wärmeapparate ausgeschaltet werden. Die Belastung wird nun gleich N_l und, wenn $N_l < N_a$, kehrt die Bewegungsrichtung um, der Schalter schließt wieder den Stromkreis, die Belastung wird $N_s + N_l$ und das Planetenrad ändert nochmals seine Umlaufsrichtung und schaltet den Stromkreis aus usw.

Während der Zeit T_1, wenn die Belastung $N_s + N_l$ beträgt, dreht sich der Schalter durch einen Winkel

$$a = k\,(N_s T_1 + \int_0^{T_1} N_l\,dt - N_a T_1) \tag{1}$$

und während der Zeit T_2, wenn die Belastung N_l ist, durch denselben Winkel in der entgegengesetzten Richtung

$$a = k\,(N_a T_2 - \int_0^{T_2} N_l\,dt) \tag{2}$$

Die mittlere Belastung während zwei aufeinanderfolgender Zeitabschnitte beträgt

$$N_m = \frac{N_s T_1 + \int_0^{T_1} N_l\,dt + \int_0^{T_2} N_l\,dt}{T_1 + T_2} \tag{3}$$

(1) und (2) in (3) eingesetzt gibt

$$N_m = \frac{N_s T_1 + N_a (T_1 + T_2) - N_s T_1}{T_1 + T_2} = \underline{\underline{N_a}}$$

Solange N_l zwischen den Grenzen $N_a > N_l > N_a - N_s$ liegt, regelt also der Zähler die Ein- und Ausschaltdauer der Speichergeräte in der Weise, daß die durchschnittliche Totalbelastung eben so groß wie die abonnierte Leistung wird. Ist z. B. die abonnierte Leistung 500 W, die Lichtbelastung 300 W und die Aufnahme des Herdes 400 W, so bekommt der Herd im Durchschnitt den Rest des Abonnements, d. h. 200 W. Während dieser Zeit wird kein Verbrauch vom Spitzenzählwerk registriert. Wenn $N_l > N_a$ ist, sind die Speichergeräte dauernd ausgeschaltet und der Überverbrauch wird registriert. Selbstverständlich kann der Quecksilberrohrschalter mit mehreren Anzapfungen versehen werden, so daß nacheinander zwei oder mehrere Stromkreise reguliert werden können. Sind z. B. Speicherherd und Heißwasserspeicher vorhanden, kann der Zähler zuerst den Wasserspeicher ausschalten und dann bei weiterer Zunahme der Belastung schließlich auch den Herd.

Dieser Zähler (der vom Telefon A.-B. L. M. Ericsson hergestellt wird) hat eine ziemlich große Verwendung in Stockholm gefunden in Zusammenhang mit dem dort eingeführten Tarif für Haushalte, wo Speichergeräte verwendet werden. In einem Miethaus mit 10 Wohnungen mit Zentralheizung und zentraler Warmwasserleitung, wo nur Elektrizität für Beleuchtung und Kochen vorkommt (Gasanschluß ist nicht vorhanden), sind die Belastungsverhältnisse eingehend studiert worden. In jeder Wohnung ist ein Zähler obenerwähnter Art installiert und außerdem ein Ah-Zähler, der den Verbrauch für andere Zwecke mißt. Ein schreibender Wattmesser registriert die gesamte Belastung der zehn Abonnenten. Folgender Tarif wird benutzt: Eine Gebühr von 160 Kr. (180 Mk.) pro kW und Jahr für die gewählte Leistung, für den gesamten Stromverbrauch 4 Öre (4,5 Pf) pro kWh und für die kWh über die Leistungsgrenze ein Zuschlag von 21 Öre (23,5 Pf).

Die elektrische Kocheinrichtung ist in jeder Wohnung dieselbe und besteht aus einem Sevesherd mit wärmespeichernder Kochstelle und Kochofen, Brat- und Backofen, Wärmeschrank und zwei direkt beheizten Kochplatten mit einem gesamten Anschlußwert von 3,1 kW. Die Personenzahl der Familien ist 3 bis 8, für die kleinen Familien ist zweifelsohne diese Ausrüstung zu reichlich. Da jedoch die Kochapparate der festen Kücheneinrichtung gehören, können sie nicht individuellen Bedürfnissen angepaßt werden, sie müssen vielmehr den höchsten Ansprüchen genügen, die von einem Mieter gestellt werden können. Für die Betriebskosten hat das nicht viel zu bedeuten, da der Mieter selbst die Leistungsgrenze nach seinen Bedürfnissen wählen kann, und auch nicht für die Maximalbelastung, weil die wärmespeichernde Kochstelle und der Kochofen dem alltäglichen Bedarf genügen und

auch sonst wegen ihrer größeren Bequemlichkeit in erster Linie benutzt werden.

Wohnungsgröße, installierte Leistung usw. gehen aus Tabelle 1 hervor.

Tabelle 1

Anzahl der Wohnungen		10 St.
„ der Zimmer		45 Zimmer 10 Küchen
Gesamte Personenzahl		53 St.
Installierte Leistung:		
Herde	31 kW	
Beleuchtung	7,2 „	
Plätteisen, Staubsauger usw.	4,9 „	43,1 kW
Summe der abonnierten Leistungen		4,95 „
(Max. 600 W, Min. 350 W).		

In Abb. 1 ist *a* die mittlere Tagesbelastung für die Woche 4. bis 10. Dezember 1928. Diese Kurve ist in folgender Weise entstanden. Aus der Belastungslinie des schreibenden Wattmeters ist die durch-

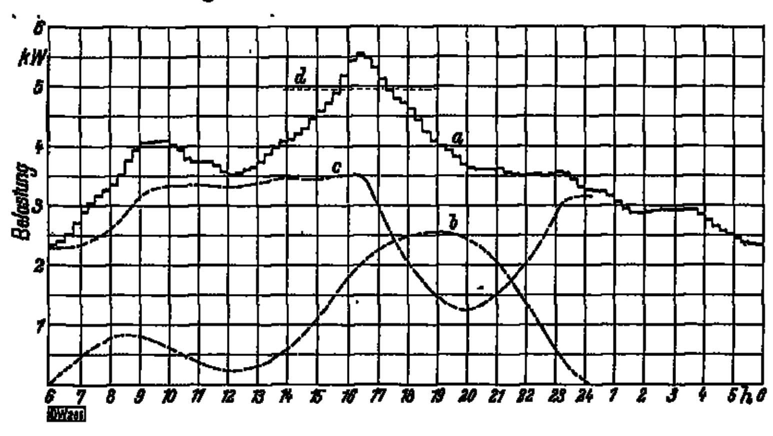


Abb. 1. Mittlere Belastung bei einem Miethaus mit 10 Wohnungen während der Woche 4.—10. Dezember 1928.

a Gesamte Belastung *b* Beleuchtung usw. *c* Kochen *d* Abonnementsgrenze

schnittliche Belastung während jeder Viertelstunde ermittelt worden und der Mittelwert von je 7 am selben Zeitpunkt eintreffenden Belastungen berechnet worden. Die so erhaltene Kurve ist in üblicher Weise geglättet worden durch Bildung der Mittelwerte drei aufeinanderfolgender Belastungen. So ist z. B. die Belastung nach Kurve *a* für die Viertelstunde 10,15 bis 10,30 der Mittelwert für die drei Viertelstunden 10,0 bis 10,45 der nicht geglätteten Belastungskurve. Die Kurve *b* ist die geschätzte Belastungskurve für Beleuchtung und sonstige Zwecke. Die Fläche ist durch die Ablesungen an den für diesen

Zweck installierten Ah-Zählern bekannt, und ihr ungefährer Verlauf ist durch andere Untersuchungen festgestellt worden. Die Kurve *c* stellt die Kochbelastung dar, als Differenz zwischen den Kurven *a* und *b*.

Abb. 2 stellt ähnliche Belastungskurven für die Woche 28. März bis 4. April 1929 mit geringerem Lichtverbrauch dar.

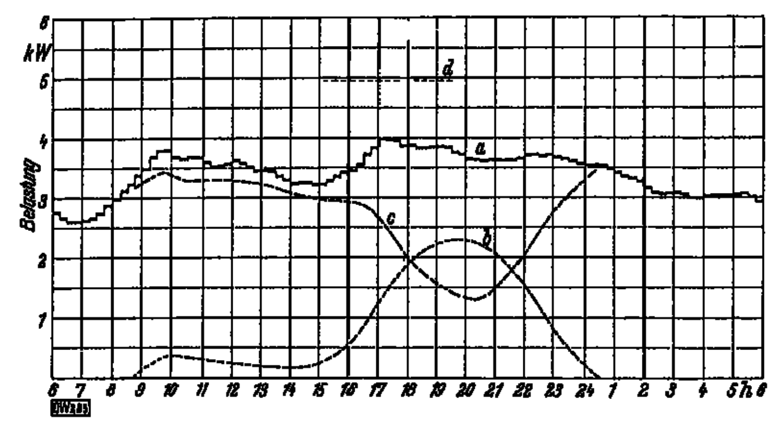


Abb. 2. Mittlere Belastung bei einem Miethaus mit 10 Wohnungen während der Woche 28. März—4. April 1929.

a Gesamte Belastung *b* Beleuchtung usw. *c* Kochen *d* Abonnementsgrenze

Der Energieverbrauch für verschiedene Zwecke während dieser zwei Wochen geht aus Tabelle 2 hervor.

Tabelle 2

	4. 12.—10. 12. 1928	28/3—4/4 1929
Gesamtverbrauch	611 kWh	559 kWh
Beleuchtung usw.	151 „	103 „
Kochen	460 „	456 „
„ pro Person und Tag	1,24 „	1,23 „
Verbrauch über Leistungsgrenze:		
Gemäß Zähler bei den Abonnenten	34,9 kWh	14,8 kWh
„ schreibender Zähler	11,9 „	0,4 „
„ Kurve *a* Abb 1 und 2	4,1 „	0 „

Aus der Tabelle geht u. a. hervor, daß, wie zu erwarten war, ein beträchtlicher Ausgleich zwischen den Belastungsspitzen der einzelnen Verbraucher stattfindet. Während der Dezemberwoche beträgt die über die Abonnementssumme tatsächlich verbrauchte Arbeitsmenge nur etwa 34% der gesamten von den Überverbrauchzählern der Abonnenten gemessenen kWh und nur etwa 12% dieser kWh bei der größeren Zahl von Verbrauchern, der die ausgeglichene Belastungs-

kurve a in Abb. 1 entspricht. Von diesem Gesichtspunkt aus gesehen, scheint der Preiszuschlag für die Überverbrauch kWh reichlich hoch bemessen zu sein.

Der Verbrauch pro Person und Tag fällt etwa 25% größer aus als der gewöhnliche Durchschnitt bei Verwendung von direkt beheizten Kochherden. Hierbei ist doch zu berücksichtigen, daß diese Verbraucher eine beträchtlich höhere Lebenshaltung als die durchschnittliche haben. Ein großer Teil der Energie wird indessen während der Nachtzeit entnommen, während des Tages zwischen 7 und 22 Uhr werden nur 61% des gesamten Verbrauchs oder 0,76 kWh pro Person und Tag verwendet.

Wenn Speicherherd *und* Heißwasserspeicher vorhanden sind, und der Quecksilberschalter, wie früher erwähnt, diese beiden Stromkreise nacheinander ein- und ausschaltet, kann ein noch besserer Belastungsausgleich erreicht werden.

In einem Haushalt von 7 Personen, wo außer dem Sevesherd mit Brat- und Backofen und Kochplatten auch ein Warmwasserbereiter mit einer Leistung von 550 W installiert war, wurde der folgende Verbrauch während 30 Tage (24. 2.—24. 3. 1928) gemessen:

	Während 30 Tage	Im Mittel pro Tag
Speicherherd	219,6 kWh	7,32 kWh
Backofen und Kochplatten	19,7 „	0,66 „
Heißwasserspeicher	282,3 „	9,41 „
Beleuchtung und sonstiges	75,9 „	2,53 „
Gesamtverbrauch	597,5 „	19,92 „
Überverbrauch	3,3 „	0,11 „

Die Leistungsgrenze war bei 900 W verlegt, ein Überverbrauch fand nur während dreier Tage statt und war auf diesen Tagen mit 3,1 kWh auf einem Tage und mit je 0,1 kWh auf den beiden anderen verteilt. Während 13 Tage wurden die Kochplatten und der Ofen überhaupt nicht benutzt. Da von diesen der Ofen am meisten verwendet wurde, ergibt sich, daß die Kochplatten nur ausnahmsweise zur Anwendung gekommen sind.

Es geht aus diesen Untersuchungen hervor, daß man bei Verwendung von einem Überverbrauchstarif mit einem Zähler, der die Ein- und Ausschaltung der wärmespeichernden Geräte regelt, einen sehr guten Belastungsausgleich erreichen kann. Die gesamte ausgeglichene Maximalbelastung für Kochen und Beleuchtung bei einem Haushalt von 5 bis 6 Personen kann auf 500 bis 600 W geschätzt werden. Des etwas höheren Energieverbrauchs ungeachtet, werden demnach die gesamten Stromkosten, wenn die Tarife den Gestehungskosten angepaßt sind, erheblich billiger ausfallen als bei Verwendung von direkt beheizten Kochherden.

Summary

In cases where electrical energy is used for lighting and cooking with heat accumulating appliances the author proposes the adoption of a max. demand tariff in conjunction with a new type of meter, which registers the total number of units on one dial and the units taken in excess of the tariff suscribed for on a second dial. This meter is also provided with a mercury switch which cuts out the cooking appliances when the total load exceeds current demand for cooking. This occurs periodically, the current in question being cut off for increasing intervals of time as the load for other purposes increases. In this way it is possible to prevent the cooking and lighting loads from coinciding.

The author gives an example of the total demand curve of an electrically equipped house, consisting of 10 flats each of 4—5 rooms, with 53 inhabitants, obtained by means of recording instruments. The average combined max. load for cooking and lighting does not exceed 600 watts for each household. The consumption of current for cooking with heat accumulating appliances is about 25 % greater than for ordinary electric cookers. A considerable part of the current for cooking is consumed during the night (about 39 %) between 10 p. m. and 7 a. m. and if, in fixing the price of current, due consideration is given to this as well as to the fact that the resulting load on the network and power station is, in consequence, appreciably reduced, it is evident that the cost of current for heat accumulating appliances should be appreciably less than for the directly heated types of cooking apparatus.

Japan

Power Factor Tariff in Japan

Japan Power Association

S. Nagahama

I. Introduction

In Japan the increase in the demand for electricity for power purposes is much more noticeable than that for electric light. According to the statistics for the end of February, 1927, there were 251,728 power customers, having 281,445 motors of total capacity of 1,071,910 HP, supplied by central companies. The average capacity of a motor corresponds to 3.8 HP. In addition there were 58,296 motors, having a total capacity of 1,332,729 HP (average capacity per motor is 2.3 HP), supplied by isolated and government plants. In other words, at the end of February, 1927, there were in Japan over 339,700 electric motors, having a total capacity of approximately 2,404,600 HP.

The following table shows the classification of motor application in different industries.

Industry	Number of motors	Total Capacity in HP
Spinning, weaving and dyeing	54,587	338,961
Manufacturing machinery etc.	44,012	393,503
Chemical industry	26,614	383,906
Manufacturing food stuff	115,737	311,104
Mining, smelter, refinery etc.	11,528	540,441
Others	87,263	436,725
Total	339,741	2,404,640

The total mechanical power used by various industries of Japan is estimated at about 4,000,000 horse power of which approximately 60 % have already been electrified. Since the majority of electric motors in operation are three phase induction motors, the average power factor of a distribution system is around 70 %. The electric utility companies in Japan usually specify a minimum power factor in a contract for large power, but very few companies specify or have a clause for power factor in a contract for small power. The importance of improving the power factor of a power system is so evident that it requires no explanation. Yet it is strange that this problem has been left untouched until a few years ago. This is due to the fact that since the European

war, the water power in Japan has been over Devise developed. As a result central companies have been busy to find new market for surplus power and had no time to study about the improvement of power factor of a system.

II. History of the problem of power factor tariff in Japan

In July 1924, the Electrical Association of Nippon established the Electrical Rate Research Committee whose function it is to make comparative study of the rate systems and to investigate the methods of calculating rates. One of the problems that was brought up before the committee was "The Study of Electric Tariff system in which the Power Factor is taken into consideration". In November of the same year at the Tokai Sectional General Meeting of the Electrical Association of Nippon, the following proposal was made by the Nagoya Branch of the Daido Power Co. "Be it resolved that the Association shall fix standard electric power rates based upon the power factor and to encourage the member companies to adopt it in general". Furthermore, Dr. Kiyoshi Takatsu, director of Electrical Laboratory of the Department of Communication, delivered a lecture on the subject, "Integrating Electricity Meter used for Tariff where the Power Factor is involved".

In April 1925 at the First Sectional Session of the 4th General Meeting of the Electrical Association held in the city of Tokyo, the following proposition was discussed, "To allow discount on power bill of a consumer whose power factor is high, for the encouragement of such practice". As a result it was resolved that since this subject was made one of the problems to be investigated by the Committee, additional members shall be appointed in order to make a careful study of the problem.

In March 1926, this committee finished its work and made a report. Part of the report on this subject contains the following statement: "Theoretically Power Factor Tariff system is approvable, but from practical standpoint there remain yet many issues to be solved, such as a pertinent method of calculation, clerical complication in calculation, sentimental effect upon the consumers due to rates of compensation given for power factor, selection of meters, etc. But since at present some of the power companies in our country are already using the power factor tariff this reference is made here with a following proposal attached, "Be it proposed that a study shall be made of both foreign and domestic literature on Power Factor Tariff and also on the fundamental calculation system for Power Factor Clause".

Again in Jan. 1926, at the General Meeting of the Institute of Electrical Engineers of Japan, Dr. Jin Tachihara in his presidential inaugural address laid stress on the importance of the improvement of power factor and necessity of establishing a power factor tariff and attracted attention of the people concerned. Thus, at last the necessity of power factor tariff is being recognized and there are already ample indications that some of the electric power supplying companies will adopt and apply a power factor clause.

III. Integrating reactive component meters and high power factor apparatus

a. Meter. All types of electric meters used in Japan must be approved by the competent authority of the Department of Communication, and each meter must be approved before it is put into use. The allowance of error of a meter is $\frac{4}{100}$, and the permit is valid for five years. The law provides that if a meter is used without the approval of the competent authority or used after the expiration of the term of validity, the persons responsible are subject to imprisonment for a period of not over one year or fined not exceeding 500 Yen.

Integrating reactive component meter is not yet manufactured in Japan and the following type of foreign meters are approved: —

Registered Number	Date of approval	Manufacturer	Type
104	Sept 1925	Landis and Gyr	F B 4
105	„	Siemens-Schuckert-Werke	D 7 B V
113	Aug. 1926	Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft	BVD fr BVD f

b. High power factor apparatus

O. Y. K. polyphase induction synchronous motor manufactured by Oana Manufacturing Co. of Tokyo has an unique feature as a high power

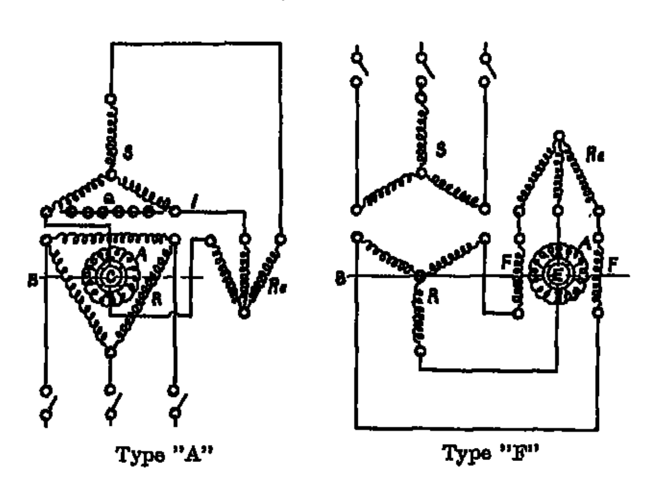


Fig. 1 und 2. Schematic Winding Diagrams of O. Y. K. Induction Synchronous Motors.

A Exciter winding
B Rotor Axle
C Commutator on armature
E Commutator of exciter
F Field winding of exciter
Q High resistance squirrel cage winding
R Rotor winding
S Stator winding
Re Starting resistance or reactance

factor motor. This motor was jointly invented by Mr. Hideichi Oana, Dr. Tadaoki Yamamoto, and Mr. Masataro Kawarada, and was patented in August 1921 in Japan. The patent right was subsequently procured in England, Germany, U. S. A., Italy, France, Switzerland, and Canada. It is a synchronous motor with a starting characteristic of induction motor and has advantages of both induction and synchronous motors. (This motor has been sent for exhibit at the Centenary Belgian Independence Exposition held at Liege, Belgium).

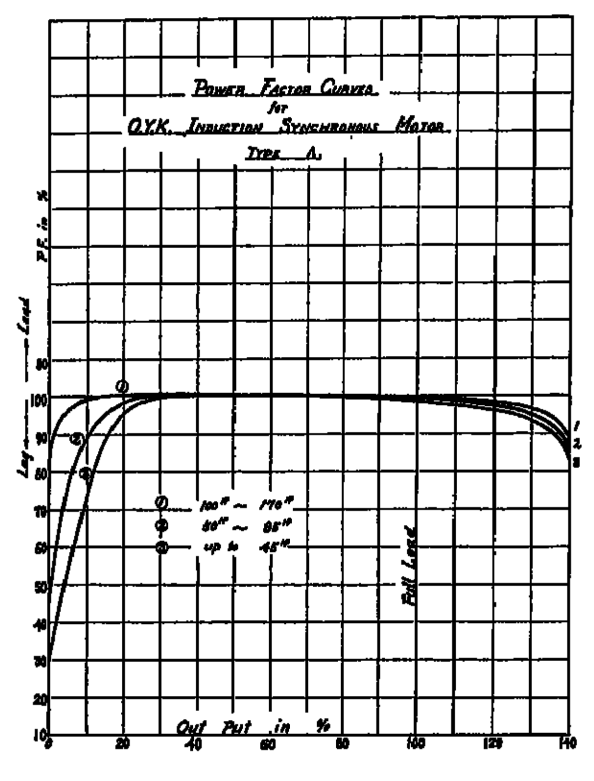


Fig. 3.

There are two types of this motor. In Type A (revolving armature type without special exciter) the primary winding is wound within the rotor and the secondary winding within the stator, and in addition for the source of exciting current there is a small winding similar to that of the rotor winding at the upper end of the slot, which is connected to commutator as in an ordinary direct current generator, and through brushes to the secondary winding. In a smaller type metal wedges are used in the slots where the stator winding is placed. The metal wedges are short circuited at both ends by metal rings, and are used as high resistance squirrel cage windings.

In Type F (revolving field type with an exciter attached) the primary windings are wound in the stator and the secondary windings in the rotor, and in other respects, except that the source of the exciting current is obtained from the direct current exciter fixed on the same axle, this type is practically the same as A. This type is better adapted for high tension and large capacity use than type A. Fig. 1 and 2 show the schematic winding diagrams of both types, 3 and 4 show special characteristics of the power factor of the A type. Fig. 5 and 6 show exterior appearance

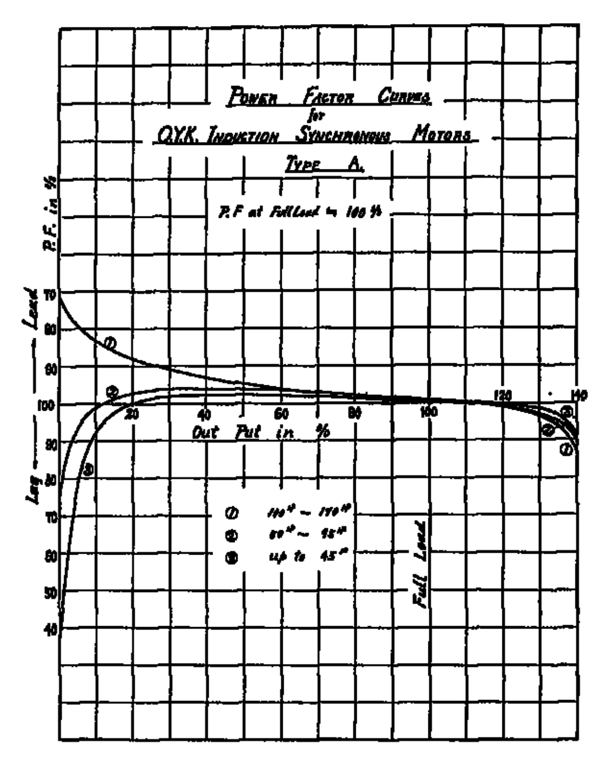


Fig. 4.

of the motors of both types. There are already 420 of these motors manufactured, having 9256 gross horse power, and it is quite evident that they have added much to the improvement of power factor.

In July 1926, Mr. Toshio Sugie, engineer of Meiji Electric Co. procured patent right for polyphase compensated induction motor. It had already been manufactured for testing purposes

Among synchronous motors with improved starting characteristics are super-synchronous motors manufactured by Yasukawa Electric Works, magnetic clutch motor of Mitsubishi Electric Works. Shibaura Engineering Works manufacture a new type of patented induction

starting synchronous motor using an external starting resistance for Damper winding. The above mentioned special starting apparatus are all adopted for large capacity synchronous motors. Furthermore, the Shibaura Engineering Works manufacture static condenser for the use of improving the power factor.



Fig. 5. Patent O. Y. K. Induction Synchronous Motor „A" type 50 HP. 500 V. 50 ~. 1000 r. p. m.

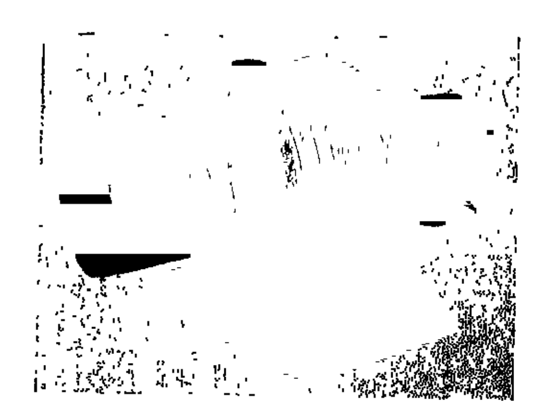


Fig. 6. Patent O. Y. K. Induction Synchronous Motor „F" type 50 HP. 2,200 V. 60 ~. 900 r. p. m.

IV. Power factor tariff clause in the regulations for power service and its application

In January 1926 the Toho Electric Power Company established experimentally power factor tariff schedule for small power contract as optional rates. One of the striking examples of power contract, made by Toho

Electric Power Company under power factor tariff schedule is the 1,100 kW power contract with Nippon Woolen Manufacturing Company for its Nagoya Factory. Since July 1928 Kyoto Electric Light Company added a power factor tariff clause in its power rate schedules. Again the Municipal Electric Bureau of Kobe City, seeing the importance of improving the power factor of the system, has recently established a power factor tariff schedule. The important points of power factor tariff regulations of the three companies mentioned above may be summarized as follows:

1. Where power factor tariff is applied

The power factor tariff may be applied, if a customer so desires, for power contract that falls within the following limitation.

Name of company	*Size of power contract*
Toho Electric Power Co.	Over 5 HP to 50 HP
Kyoto Electric Power Co.	Over 1 HP
Municipal Electric Bureau of Kobe City	Without limitation

2. Standard of power factor

The average power factor of the power actually consumed is compared with the standard of average power factor of a month. If the actual power factor is higher than the standard, a certain amount of discount will be made.

The standards of average power factor of the three companies are as follows.

Name of company	*Average power factor*
Toho Electric Power Co.	90 %
Kyoto Electric Light Co.	85 „
Municipal Electric Bureau of Kobe City . .	90 „

3. Measurement of power factor

The average power factor of a month is determined by measuring the actual amount of energy consumed with integrating watt hour meter and integrating wattless component meter.

4. Rates of electricity for power.

Toho Electric Power Co.

	Energy charge	*Minimum charge per month per H P*	
Meter rates	4 sen per kWh . .	Over 1 HP to 5 HP	= ¥6.75
		„ 5 HP to 10 HP	= „ 6.50
		„ 10 HP to 20 HP	= „ 6.25
		„ 20 HP to 30 HP	= „ 6.00
		„ 30 HP	= „ 5.75

	HP of motor	*charge per HP per month*
Fixed rates	Over 1 HP to 5 HP	= 12.25 Yen
	„ 5 HP to 10 HP	= 11.25 „
	„ 10 HP to 20 HP	= 10.25 „
	„ 20 HP to 30 HP	= 9.50 „
	„ 30 HP	= 9.00 „

Municipal Electric Bureau of Kobe City

Meter rates

Energy charge		Min. charge per motor per month		
HP of motor	Rates per Kwh.	Size of motor	Min. Kwh. per motor	Min. charge per motor
30 HP and under . . .	4.8 sen	1 HP	75	Yen 3.60
Over 30 HP to 50 HP .	4.4 „	5 HP	360	„ 17.28
„ 50 HP to 100 HP .	4.0 „	10 HP	720	„ 34.56
„ 100 HP	3.7 „	20 HP	1,350	„ 64.80
		40 HP	2,050	„ 98.40
		50 HP	3,350	„ 147.40

Kyoto Electric Light Co.

Meter rates

Kwh. consumed per month	Rate per Kwh.	Min. charge per month
1,000	4.0 sen	Yen 1.50 per HP of motor capacity
5,000	4.0 „ for the first 1,000 kWh . .	
	3.0 „ „ „ next 4,000 „ . .	
over 5000	3.2 „ „ „ first 5,000 „ . .	
	2.4 „ after „ first 5,000 „ . .	

Fixed rates

Size of motor	Charge per HP per month
Under 5 HP	Yen 17.00
Over 5 HP to 10 HP . . .	„ 16.00
„ 10 HP	„ 15.00

5. Discount for high power factor

a. Meter rates. When average power factor of power consumed is higher than the standard power factor, the following discounts will be made on power bill.

Name of Company	Average power factor of a month	Discount
Toho Electric Power Company	Over 90%	5%
	„ 95 „	6 „
Kyoto Electric Light Company.	„ 85 „	3 „
	„ 90 „	5 „
	„ 95 „	8 „
Municipal Electric Bureau of Kobe City .	„ 90 „	2 „
	„ 95 „	3 „

b. Fixed rates. When a synchronous motor, higher power factor motor, or other equipments, approved by power companies, are used at highest power factor, following discount will be made.

Name of Company	Rate of discount
Toho Electric Power Company	4 %
Kyoto Electric Light Company	5 „

c. Special discount.

When a customer operates, at highest power factor, a synchronous motor approved by the company, for the purpose of improving power factor, Kyoto Electric Light Company makes a discount of 5 % on power bill without using integrating wattless component meter.

Toho Electric Power Company also makes the following discount on power bill, without using intergrating wattless component meter, when high power factor motor specified and approved by the company is used.

For meter rates . . . . 6 % discount
Fixed rates . . . . 4,5 % „

6. Integrating wattless component meters are usually furnished by power companies on hire and following charges are made according to the different size of meters.

Name of Company	Charge per meter per month
Toho Electric Power Company	
15 amperes (for 5 HP)	Yen 0.80
25 „ (for 7.5 HP).	„ 1.00
30 „ (for 10 HP)	„ 1.10
50 „ (for 15 HP to 20 HP) . .	„ 1.30
75 „ (for 25 HP)	„ 1.40
100 „ (for 30 HP to 40 HP) . .	„ 1.50
150 „ (for 50 HP)	„ 2.00
Kyoto Electric Light Company	
For low voltage service	
100 amperes and less	„ 1.20
Over 100 amperes	„ 2.00
For high voltage service	
For all sizes	„ 3.50

V. Conclusion

The improvement of power factor will be beneficial to both power companies and consumers. For consumers, as a result of improvement in power factor, the distributing voltage regulation will be greatly improved, which will naturally mean better conditions in operation of motors. Hence, the electric power companies should encourage them to improve power factor of their motors or their electric power apparatus as both may benefit by mutual co-operation. But since it means a considerable expense to realize this purpose there should be provided a power factor clause on tariffs by all means, and sufficient compensation must be allowed for improvement of the equipment.

As it has already been stated that although improvement of the power factor is not only beneficial but also necessary, it is to be greatly regretted that thus far this question has not received due attention in Japan. Of course, there are several reasons for this lack of interest in improvement of power factor, for instance, in the first place most power consumers do not fully appreciate the meaning of power factor because of their inability to comprehend the technical significance, secondly, it is quite expensive to make improvement of apparatus for power factor correction, thirdly, complication involved in the calculation of power factor and the expense involved in installing the apparatus. In spite of these obstacles, in recent years, the consumers who use both the synchronous and high power factor motors are increasing. They are gradually beginning to appreciate the signifiance of power factor and the aforesaid proposals have been adopted. This clearly indicates that a marked progress has already been made in Japan in this field of electrical utility industry.

With regard to the unit and terms used for reactive power and reactive energy, there is no uniformity and they all depend upon individuals and countries where they are used. For instance, there are such terms as reactive kilowatt, kilosin, as well as reactive kWh and kilosin hour all of which are the same thing respectively.

It is quite obvious that uniformity in technical terms of unit must be agreed upon not only for necessity from an educational and technical point of view, but also for expediency in practical application by power companies. In Novembre 1926, the author made a proposal to this effect at the Kanto Sectional General Meeting of the Electrical Association of Nippon. As the result of conference between the Association and the institute of Electrical Engineering of Japan, it was agreed to entrust the matter to the hands of the Japanese Electro-Technical Committee. After due consideration on the subject, this committee has decided to take no further action until the technical term is agreed upon for international use.

It is earnestly hoped that the World Power Conference take due action to have the technical term agreed upon to be used internationally for reactive energy.

Résumé

Au Japon la consommation d'électricité dans des buts d'utilisation mécanique s'accroît dans des proportions notablement supérieures à celles du courant pour l'éclairage.

Conformément à la relation annuelle de 1927, il y a 339 700 moteurs électriques d'une puissance totale de 3 404 600 CV. Comme la plupart de ces moteurs sont du type triphasé à induction, le facteur de puissance moyen est estimé à environ 70 %. Les compagnies de distribution électrique, au Japon, prescrivent un minimum de facteur de puissance, dans leurs contrats, pour les grandes puissances, mais il n'en est que peu qui fassent la même chose pour les petites puissances. En juillet 1924, l'Association Electrique de Nippon organisa un comité de tarifs, qui inscrivit la question de tarifs spéciaux pour facteurs de puissance à son programme.

Depuis janvier 1926, la Toho Electric Power Company établit expérimentalement un tarif pour facteurs de puissance. Le plus gros contrat établi d'après ce tarif est celui du Nippon Woolen Fabric Manufacturing Company, qui stipule une charge de 1100 kW pour la fabrique de Nagoya.

La Kyoto Electric Light Company a aussi ajouté une clause relative au facteur de puissance à son tarif de distribution, depuis juillet 1928. Elle est ainsi conçue:

1. Facteur de puissance normal: fixé à 85% qui est une moyenne par mois.

2. Mesure du facteur de puissance: On déterminera un facteur de puissance moyen pour la consommation du mois par la quantité totale d'énergie consommée, mesurée, en le wattmètre enregistreur, et le wattmètre du courant déwatté enregistreur.

3. Remises:

Facteur de puissance moyen	Montant de la réduction
plus de 85%	3% de la consommation
„ „ 90%	5% „
„ „ 95%	8% „

Cependant, dans le cas où on emploie des moteurs synchrones, ou d'autres appareils à grand facteur de puissance, déterminés par la Compagnie, il sera consenti une réduction de 5% sur la consommation mensuelle sans installer de wattmètre du courant déwatté enregistreur.

La Oana Electric Manufacturing Company de Tokyo a lancé dans le marché des moteurs synchrones à induction „OYK" qui passe généralement pour un moteur à facteur de puissance particulièrement élevé.

Pour la détermination du tarif de facteur de puissance, on doit tenir compte de la diminution des pertes de puissance, dans les lignes, par transmission et distribution, et de l'augmentation de leur puissance.

Cependant, en pratique, il est difficile de calculer l'influence de l'augmentation de la puissance du réseau sur les tarifs du facteur de puissance.

L'auteur a établi une formule simple, dans laquelle on ne considère que la perte de puissance dans la ligne, pour le calcul du tarif des réductions à consentir pour les divers facteurs de puissance.

Jusqu' à présent, il n' y a pas encore de dénomination internationale pour l'énergie réactive. Les divers pays emploient des termes différents. Beaucoup de complications peuvent en résulter pour l'application de tarifs de facteurs de puissance. L'auteur espère et souhaite que la Conférence Mondiale de l'Energie pourra trouver un moyen d'établir un terme international pour l'énergie réactive.

En tout cas, ce n'est que depuis peu que les compagnies de distribution ont examiné la question des tarifs pour les facteurs de puissance, et c'est le problème à résoudre le plus tôt possible pour pouvoir rationaliser la détermination des tarifs électriques.

Generalbericht

Belastungsgebirge und Stromtarife

Dir. H. Henney

Über das Thema „Belastungsgebirge und Stromtarife" liegen 7 Berichte vor, deren Inhalt nachstehend wiedergegeben sei.

Bericht Nr. 278: Effect of Load Factor on the Cost of Production and Methods of Improving Load Factor (U. S. A.)
George Harvey Jones

Die Verbesserung des Belastungsfaktors ist bei den Elektrizitätswerken besonders wichtig und lohnend, da sich hier der Umschlag des Anlagekapitals sehr langsam vollzieht und die Anlagekosten in den letzten Jahren erhebliche Steigerungen erfahren haben.

Mit der Verbesserung des Belastungsfaktors nehmen die festen Kosten je Kilowattstunde schnell ab, während die veränderlichen Kosten nur wenig beeinflußt werden.

Der Belastungsfaktor ist das Spiegelbild der Lebens- und Arbeitsgewohnheiten der Bevölkerung; er kann nicht beliebig geregelt, aber weitgehend beeinflußt werden.

Als Mittel zur Verbesserung des Belastungsfaktors dienen:

1. Steigerung der Benutzungsdauer bei den vorhandenen Abnehmern;
2. Gewinnung neuer Abnehmer, deren Abnahmeverhältnisse wesentlich von den Belastungsverhältnissen des Werkes verschieden sind;
3. Steigerung der Verschiedenartigkeit des Verbrauchs bei den vorhandenen Abnehmern durch geeignete Tarife.

Der Bericht untersucht, welche Abnehmergruppen zur Verbesserung des Belastungsfaktors beitragen können.

Als besonders günstig für die Verbesserung des Belastungsfaktors wird eine Förderung des Verbrauchs im Haushalt empfohlen, besonders für Kühlanlagen und Ölpumpen für Heizanlagen sowie für den Betrieb von Wärmespeichern, die der Heißwasserbereitung und der Hausheizung dienen. Eine solche weitgehende Elektrisierung des Haushaltes setzt eine ausreichende Installation voraus. Diese wurde durch einen besonderen Werbefeldzug geschaffen.

In der Industrie und im Gewerbe kommt für eine weitere Verbesserung des Belastungsfaktors die Reinigung und Kühlung der Luft in

Betracht. Besonders günstige Abnahmeverhältnisse liegen bei den elektrischen Lastwagen vor.

Die Förderung der Straßen- und Geschäftsbeleuchtung wird empfohlen. Daneben wird eine Verschiebung der Arbeitszeiten bei den industriellen Großabnehmern angeregt und auf den günstigen Einfluß verschiedener Uhrzeiten benachbarter Landstriche hingewiesen. Bei benachbarten Werken mit verschiedenen Belastungscharakteristiken wird die Kupplung vorgeschlagen.

Die Ausführungen sind durch reichhaltige graphische Darstellungen auf Grund eingehender Erhebungen ergänzt, unter denen besonders die Untersuchungen der Belastungsanteile verschiedenartiger Industrien an der Gesamtbelastung des Kraftwerkes zu erwähnen sind.

Bericht Nr. 42: Der Belastungsfaktor der Elektrizitätswerke und seine Beeinflussung durch die verschiedenen Stromverbraucher (Deutschland)
Dr.-Ing. Adolph und Mitarbeiter

Nach einer begrifflichen Bestimmung des Belastungsfaktors werden die verschiedenen Methoden zur Ermittlung von Belastungsfaktoren und Belastungsdiagrammen erwähnt, wobei besonders die Zerlegung von Belastungsdiagrammen in die Belastungskurven einzelner Abnehmergruppen von Wichtigkeit ist.

Es folgt eine Zusammenstellung der Belastungscharakteristiken der verschiedenen Abnehmergruppen sowie eine Untersuchung, welche äußeren Faktoren die Belastungsverhältnisse der verschiedenen Abnehmergruppen beeinflussen können, z. B. Lebenshaltung der Stromabnehmer, Konjunktur, Jahreszeit, Wetter usw.

Bei der Erörterung der Maßnahmen zur Verbesserung des Belastungsfaktors wird die Hebung der Belastung außerhalb der Spitze, sowie die Verschiebung der einzelnen Belastungskomponenten empfohlen, während Maßnahmen zur künstlichen Absenkung der Belastungsspitze nur in besonderen Fällen ergriffen werden sollen. Mittel zur Verbesserung des Belastungsfaktors sind Werbung und geeignete Tarife. Die Werbung hat insbesondere bei den Kleinabnehmern, tarifliche Maßnahmen bei den Großabnehmern Erfolg.

Bericht Nr. 331: Über die Vorausberechnung der Jahresverluste in Umformer- oder Umspannwerken mit Hilfe von Belastungsdauerkurven (Dänemark)
Ing. A. Bögh

Die Erkenntnisse aus dem Studium der Belastungskurven können als Grundlage für die Betriebsführung von Elektrizitätswerken verwandt werden. Während das Belastungsgebirge im Laufe der Zeit gewissen Veränderungen unterworfen ist, hat sich gezeigt, daß sich die Form der Belastungsdauerlinie, des sogenannten geordneten Belastungsgebirges, nur unwesentlich verändert.

Die Belastungsdauerlinie kann in Verbindung mit entsprechenden Verlustdauerkurven dazu benutzt werden, die Jahresverluste in Umformer- oder Umspannwerken vorauszuberechnen. Diese Berechnung bildet die Grundlage für die Entscheidung, welcher Stromart bzw. welcher Maschinenart bei der Erweiterung der Vorzug zu geben ist. In dem Bericht ist ein solcher Vergleich für die Belieferung mit Wechselstrom oder Gleichstrom durch Einankerumformer oder Gleichrichter durchgeführt.

Bericht Nr. 279: Electric Tariffs in the United States, and the Proper Relation between Industrial, Commercial and Domestic Rates (U. S. A.)
L. R. Nash

Nach einer Übersicht über die geschichtliche Entwicklung der Tarife in U. S. A. werden die derzeit gebräuchlichen Tarife behandelt, die noch heute nach ihren Urhebern Wright und Hopkinson benannt sind. Insbesondere werden die tariflichen Sonderbestimmungen erörtert, die sich auf Brennstoffklauseln, Leistungsfaktorklauseln, Gewährleistungen, Zahlungsbedingungen beziehen, ferner die Vereinbarungen über Einschränkung der Leistung zu gewissen Stunden oder Jahreszeiten höchster Werksbelastung.

Der Bericht behandelt die Unterschiede der Tarife in Stadt und Land sowie in mehr oder weniger dicht besiedelten Gebieten.

Für den Haushalt wird die Einführung werbender Tarife empfohlen, bei denen das Entgelt für die festen Kosten den Abnahmeverhältnissen der verschiedenen Abnehmergruppen angepaßt ist. Es wird dabei davor gewarnt, den Preis für den zusätzlichen Verbrauch zu niedrig festzusetzen.

Der Bericht erörtert sodann die Unterschiede in den Strompreisen zwischen Industrie, Gewerbe und Haushalt und vergleicht den aus diesen Abnehmergruppen erzielbaren Nutzen. Dieser hängt wesentlich davon ab, inwieweit bei der einzelnen Abnehmergruppe der Anwendung des elektrischen Stromes ein Wettbewerb anderer Energiequellen entgegensteht. Der Bericht kommt zu dem Ergebnis, daß bei der Belieferung des Gewerbes der verhältnismäßig größte Nutzen erzielt werden kann.

Als Grundlage für die Strompreispolitik sollen Kostenanalysen für die verschiedenen Abnehmergruppen durchgeführt werden, wobei allerdings die Verteilung der festen Kosten Schwierigkeiten bereitet.

Bericht Nr. 48: Elektrizitätstarife, neuere Bestrebungen und Erfahrungen (Deutschland)
Dipl.-Ing. A. Pirrung und Mitarbeiter

Der Bericht gibt einen Überblick über den grundsätzlichen Aufbau von Tarifen an Hand von Kurven und Modellen. Es folgt eine Zusammenstellung der in Deutschland gebräuchlichen Tarifformen.

Bei den Großabnehmern ist bereits eine gewisse Einheitlichkeit erzielt; es werden vornehmlich Grundgebührentarife verwendet, wobei sich die Grundgebühr nach der Höchstleistung während eines bestimmten Zeitraumes richtet.

Die schwierigen Tarifprobleme liegen zur Zeit bei den Kleinabnehmern, bei denen der Bericht folgende Erfordernisse an einen zweckmäßigen Tarif stellt:

1. Deckung der anteiligen Gestehungskosten
2. Vermeidung von unproduktiven Meß- und Installationskosten
3. Gerechte Lastenverteilung unter die Abnehmergruppen
4. Erfassung aller Abnahmegebiete unter Sicherung eines konkurrenzfähigen Mindestabsatzes für Elektrowärme
5. Tunlichste Vermeidung von Abnahmeeinschränkungen
6. Werbekraft zwecks Verbrauchssteigerung
7. Einfache und leicht verständliche Abrechnung.

Es wird untersucht, inwieweit die verschiedenen Tarife diese Erfordernisse erfüllen.

Der Bericht kommt zu dem Ergebnis, daß auch bei den Kleinabnehmern dem Grundgebührentarif der Vorzug zu geben ist. Als Bezugsgröße für die Grundgebühr soll zweckmäßigerweise im Haushalt die Zimmerzahl, bei der Landwirtschaft die Morgenzahl, beim Gewerbe die Höchstleistung zugrunde gelegt werden. Auf verschiedenen Sondergebieten (Straßenbeleuchtung, öffentliche Gebäude, Saisonbetriebe, Sozialrentner usw.) soll als Ausnahmeerscheinung ein reiner Kilowattstundentarif beibehalten werden, um Härten des Grundgebührentarifs zu vermeiden.

Bericht Nr. 367: Tarife und Zähler in Haushaltungen bei Verwendung von wärmespeichernden Kochgeräten (Schweden)
Ing. A. Widström

Es wird ein besonderer Tarif für den vollelektrisierten Haushalt bei vornehmlicher Verwendung von Wärmespeichergeräten vorgeschlagen. Der Abnehmer wird nach einem Maximaltarif beliefert, der bei Überschreitung der bestellten Leistung einen hohen Zuschlag auf die Arbeitsgebühr vorsieht. Zur Messung dient ein Überverbrauchzähler mit zwei Zählwerken. Der Zähler ist mit Quecksilberrohrschaltern ausgerüstet, die bei Überschreitung der bestellten Leistung in periodischen Abständen die Speicherstromkreise ausschalten. Die versuchsweise Anwendung des Tarifs hat einen weitgehenden Ausgleich der Belastung und damit eine sehr hohe Benutzungsdauer bei der Belieferung von Haushalten ergeben.

Bericht Nr. 117: Power Factor Tariff in Japan (Japan)
S. Nagahama

Es wird über die in Japan gebräuchlichen Leistungsfaktorklauseln berichtet und dem Wunsche Ausdruck verliehen, dieses Problem einheitlich zu behandeln.

Der Bericht empfiehlt die Festsetzung einheitlicher Fachausdrücke und Formelzeichen für den Blindverbrauch (Blindleistung, Blindkilowattstunden), deren Fehlen im internationalen Verkehr erschwerend wirkt[1].

Entwicklungslinien

Belastungsfaktor und Tarifform sind ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit der öffentlichen Elektrizitätsversorgungen.

Die der Weltkraftkonferenz vorgelegten Berichte lassen erkennen, daß in allen Ländern der Verbesserung des Belastungsfaktors und der Einführung von Tarifen, welche die vielseitige Anwendung elektrischer Kraft vorteilhaft erscheinen lassen, große Bedeutung zugemessen wird, damit eine weitgehende Verwendung der elektrischen Energie zu günstigen Bedingungen für den Stromverbraucher möglich wird.

Die Verbesserung des Belastungsfaktors liegt daher nicht zuletzt im Interesse der Stromabnehmer selbst, da sie dem stromliefernden Werk die Möglichkeit gibt, die Tarife weiter zu verbilligen.

Die Gestaltung des Belastungsfaktors durch das Werk ist eine schwierige Aufgabe. Die Zerlegung des Belastungsgebirges in seine einzelnen Bestandteile schafft erst die Möglichkeit, das Problem der Verteilung der festen Kosten so vorzunehmen, daß den Interessen der einzelnen Abnehmergruppen Rechnung getragen werden kann. Sie gibt Aufschluß über die Kosten der Energieerzeugung, welche die untere Grenze des Verkaufspreises bilden, während die Wertigkeit der Energie für den Abnehmer die obere Grenze darstellt.

Man hat Untersuchungen darüber angestellt, welche Abnehmergruppen, welche Stromverbrauchsgeräte am besten geeignet sind, den Belastungsfaktor der Werke zu erhöhen und damit die anteiligen Kapitalkosten zu senken.

Diese Untersuchungen haben zu Tarifformen geführt, die zur Verbesserung des Belastungsfaktors und zu einem Mehrverbrauch der elektrischen Kraft anreizen.

Aus den Berichten über die Entwicklung der Tarife geht hervor, daß zur Verbesserung des Belastungsfaktors *einfache* Tarife nicht mehr ausreichen. Die Tarife sind vielseitiger zu gestalten und zu verfeinern. Hierdurch sind kompliziertere Meßgeräte, Verteuerung der Installation, Erschwerung der Abrechnung und der Verständlichkeit der Tarife für den Stromabnehmer gegeben. Die Berichterstatter wünschen, daß nach Möglichkeit nur *ein* Zähler zur Messung des Stromverbrauches, insbesondere im vollelektrisierten Haushalte genügen soll und verweisen auf den Grundgebührentarif, da er den Gestehungskosten des Stromerzeugers Rechnung trägt und den Stromverbraucher durch Gewährung billiger Arbeit zur weitgehenden Elektrifizierung seiner Anlage, Werkstätte und seines Haushaltes anreizt.

[1] Die Behandlung dieser besonderen Frage dürfte im Rahmen des Arbeitsgebietes der Sektion 33 liegen.

Das Bestreben, den gesamten Energieverbrauch durch *einen* Zähler zu messen, wird nicht überall von Erfolg sein. Auch bei Verwendung des Grundgebührentarifes wird man zur Zeit schwacher Belastung die Arbeit zu geringeren Preisen abgeben müssen als in der Zeit hoher Belastung. Hieraus ergibt sich im Rahmen des Grundgebührentarifs eine Differenzierung nach der Zeit.

Die tariflichen Mittel, die zum Ziele des weitestgehend möglichen Belastungsausgleichs führen sollen, können fördernder oder hindernder Natur sein.

Das „Kappen" der Belastungsspitze ist als unkaufmännisch erkannt und wird höchstens bei Großabnehmern in denjenigen Fällen anzuwenden sein, in denen eine Einhaltung von Sperrzeiten ohne Störung der Produktion möglich ist.

Die fördernde Methode sieht das Ziel in der Gewinnung des Abnehmers, der das Belastungsgebirge zu einem Rechtkant ausgleicht. Dieser Idealzustand kann natürlich nicht erreicht werden. Es kann sogar bedenklich sein, sich in seine Nähe zu begeben, sobald die Stromverbraucher, die man zwecks Ausfüllung der Täler mit geringeren Kapitalkosten belastet, selbst eine neue, zeitlich anders gelagerte Spitze ausbilden. Dafür liegen bereits heute Beispiele vor.

Neben dem Problem der Tarifgestaltung sind die Fragen interessant, die sich auf die Vereinheitlichung besonderer Tarifbestimmungen beziehen, wie z. B. die Schaffung geeigneter und einheitlicher Grundlagen für die Bemessung der Grundgebühren in Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe, ebenso die Frage einheitlicher Leistungsfaktorklauseln, die für Stadt- und Überlandbelieferung verschieden behandelt werden müßte. Auch sie sollten im Rahmen der folgenden Erörterung über die Tarifgestaltung besprochen werden.

Diskussionsvorschläge

Für die Diskussion seien folgende Punkte vorgeschlagen:

1. Welche Maßnahmen sind zur Verbesserung des Belastungsfaktors geeignet?
2. Wie lassen sich die Erkenntnisse aus der Zerlegung des Belastungsgebirges für die Tarifgestaltung verwerten?
3. Kann die Verteuerung der Meßgeräte, die Unterteilung der Installation nach verschiedenen Tarifen, die Erschwerung der Abrechnung Anlaß sein, von der weiteren Verfeinerung der Tarife abzusehen?
4. Wie lassen sich die Tarife und die darin enthaltenen Klauseln vereinheitlichen?

General Report

Three-Dimensional Load Models and Current Tariffs

Dir. H. Henney

Seven papers were submitted on the question of "Three-dimensional Load Models and Current Tariffs", the contents of which are summarized hereunder.

Paper No. 278: Effect of Load Factor on the Cost of Production and Methods of Improving Load Factor (U. S. A.)
George Harvey Jones

The improvement of the load factor is especially important and remunerative for electricity supply companies in view of the slow capital turnover and the fact that capital costs have increased considerably during recent years.

The fixed charges per kWh decrease rapidly with the improvement of the load factor, while the operating charges are only slightly affected.

The load factor is inherently a reflection of the life and activities of a community; though it cannot be arbitrarily adjusted, it can be influenced to a considerable extent.

The following methods may be employed for load factor improvement:

1. Increasing the hours of use of present consumers;
2. The addition of new users having considerable diversity from the present load;
3. Increasing the diversity of uses by present consumers by means of especially developed rate schedules.

The promotion of the consumption of electricity in the home would appear a particularly suitable means of improving the load factor, especially in the case of refrigerators and oil pumps for heating plants as well as for the operation of heat accumulators for preparing hot water and domestic heating. Extensive electrification of households on these lines postulates millions of installations. This has been accomplished by special publicity campaigns.

Air conditioning in factories, business houses, theatres, etc., is a further means of improving the load factor. The electric truck is a particularly desirable load for power stations.

More intensive artificial lighting of highways and factories is recommended. In addition, a change in the working hours of large industrial consumers is mentioned and reference made to the

favorable influence of official time differences in adjacent districts. Interconnection is suggested in the case of neighbouring power stations with different load characteristics.

The author's remarks are illustrated by informative diagrams based on the results of exhaustive investigations, among which those dealing with the ratio of the load taken by different kinds of industrial consumers to the total load of the power station are of particular interest.

Paper No. 42: Der Belastungsfaktor der Elektrizitätswerke und seine Beeinflussung durch die verschiedenen Stromverbraucher (Deutschland)
Dr.-Ing. Adolph and Collaborators

After giving an abstract definition of the load factor the author mentions the various methods of determining load factors and diagrams, in which especial importance attaches to the analysis of load diagrams in the form of load curves for individual groups of consumers.

The load characteristics of the different consumer groups are then compared and an examination is made of the external factors capable of affecting the loads of the various groups such as the standard of living of the consumer, business conditions, period of the year, weather, etc.

In discussing methods for load factor improvement, the author points to the advisability of filling up the valleys of load diagrams and distributing more evenly the individual load components, and considers that measures for artificially reducing the peak loads should only be taken in special cases. Publicity and suitable tariffs also serve to improve the load factor, the former being particularly successful for small consumers, while low rates are the main consideration in the case of large consumers.

Paper No. 331: Über die Vorausberechnung der Jahresverluste in Umformer- oder Umspannwerken mit Hilfe von Belastungsdauerkurven (Dänemark)
Ing. A. Bögh

The results of load curve investigations may be employed as a basis for the management of electricity supply works. While the load diagram in the form of the three dimensional load model or "load mountain" is subject to certain variations in the course of time, it has been shown that the gradient of the load duration curve, i. e., of the so-called "geordnete Belastungsgebirge" (representing the varying loads, taken by a power station in the course of the year, plotted as functions of the duration of each load), varies but little.

The load duration curve can be used in calculating in advance the annual losses of transformer or converter stations. A calculation of this kind forms the basis for deciding which system of current or machine should be preferred in making extensions to existing plant. The question

of alternating or direct current supply by rotary converter or rectifier is discussed in the paper.

Paper No. 279: Electric Tariffs in the United States, and the Proper Relation between Industrial, Commercial and Domestic Rates (U. S. A.)
L. R. Nash

After giving a historical survey of the development of tariffs in the U.S.A. the paper discusses the normal tariffs at present in use, originated by Wright and Hopkinson. Particular mention is made of special regulations relating to fuel clauses, power factor clauses, guarantees, conditions of payment, as well as of agreements concerning restricted service at certain hours or periods of the year when stations are operating under maximum load.

The paper discusses the differences between town and rural tariffs as well as those for more or less densely populated areas.

The author favours the introduction of inducement rates for domestic service, in which the fixed charges are adapted to the conditions of demand of the various groups of consumers. Care must be taken in such cases that the prices are not fixed at too low a scale for the additional consumption.

The paper then discusses the differences in the tariffs for industrial, commercial and household use and compares the profitableness of these different groups of consumers. The profits depend essentially on the extent to which other forms of energy are in a position to compete with electricity in the case of the individual consumer groups. The author is of the opinion that commercial service affords the greatest profits.

Cost analyses for the various classes of customers must be taken as a basis for price fixing, though difficulties are met with in allocating the fixed charges.

Paper No. 48: Elektrizitätstarife, neuere Bestrebungen und Erfahrungen (Deutschland)
Dipl.-Ing. A. Pirrung and Collaborators

The paper gives a survey of the fixing of tariffs by means of curves and three-dimensional models. A comparison is then given of the normal types of tariff obtaining in Germany.

A certain degree of standardization has also been reached in the case of large consumers; base tariffs are chiefly employed, the basic rate being adjusted in accordance with the maximum load during a certain interval of time.

The chief difficulties connected with tariff problems at present concern small consumers, the requirements which a suitable tariff for this purpose should fulfill being given as follows:

1. covering of the proportionate production costs;
2. avoidance of charges of a non-productive nature such as expenses incurred in the installation of meters and wiring;

3. an equitable distribution of the load between the different classes of consumers.
4. inclusion of all consumption areas under a guarantee of a minimum sale of current for electric heating, capable of competing with other sources of heat;
5. avoidance as far as possible of restrictions in the consumption;
6. publicity with a view to increasing consumption;
7. simple and easily understandable billing.

The author examines the extent to which the different tariffs satisfy the above requirements.

The conclusion arrived at in the paper is that the base tariff is also preferable in the case of small consumers. For fixing base tariffs for domestic electricity supply the number of rooms may be taken as a suitable basis, for agriculture the number of acres and for commercial use the maximum load. A pure kilowatthour tariff should be retained in exceptional cases for various special applications (street lighting, illumination of public buildings, seasonal use, etc.) in order to avoid inequitable treatment, such as would exist, were the base tariffs applied in such instances.

Paper No. 367: Tarife und Zähler in Haushaltungen bei Verwendung von wärmespeichernden Kochgeräten (Schweden)
Ing. A. Widström

The author suggests a special tariff for a completely electrified household in which considerable use is made of heat accumulator appliances, current being supplied to the consumer on the basis of a maximum tariff, which provides for a considerable additional charge on the working rate in the event of the quantity subscribed for being exceeded. An excess consumption meter with two counters is used for measurement. The meter is fitted with mercury tubular switches, which disconnect the heat accumulator circuits at periodic intervals when the power subscribed for is exceeded. Experimental application of this tariff has shown that it is possible to equalize the load to a considerable extent and so obtain a very high period of use when supplying households.

Paper No. 117: Power Factor Tariff in Japan (Japan)
S. Nagahama

An account is given of the power factor clauses in use in Japan, and the desirability of dealing with this question on a standardized basis is discussed. In the standardized power factor clause referred to it is only proposed to take into account the reduction of the net work losses, while neglecting the increase in the capacity of the line system, which it might be difficult to calculate.

The paper emphasizes the advisability of standardizing technical expressions and symbols for the wattless power (reactive volt-amperes,

wattless kilowatthours) in view of the errors that otherwise occur in international intercourse[1].

Trend of Development

The load factor and the form of tariff are of decisive importance to the economical operation of public electricity supply undertakings.

The papers submitted to the World Power Conference show that great importance is attached in all countries to power factor improvement as well as to the introduction of tariffs emphasizing the advantage of a wide application of electrical power, and so making it possible for the consumer to employ electrical energy for many purposes on favorable conditions.

Load factor improvement is, therefore, also in the interest of the customer, as the supply company is then in a position to offer cheaper tariffs.

The formation of the load factor by the power station is a difficult matter. The dissection of the load diagram (load mountain) into its separate components alone affords the possibility of tackling the difficult problem of allocating the fixed charges, so that the interests of the individual classes of customers can be taken into account. It indicates the costs of power generation which form the lower limit for fixing the sale price, while the value of the energy to the consumer represents the upper limit.

Investigations have been carried out in order to ascertain which class of consumer and current consuming apparatus is most suitable for raising the load factor of load stations and so reducing the capital charges due to this item.

These investigations have led to the introduction of tariffs which help not only to improve the load factor, but result in the sale of larger quantities of current.

It is evident from the papers on the development of tariffs that single tariffs are no longer adequate for power factor improvement. Tariffs should be more diversified and graduated. This, however, results in complicated measuring instruments, increased cost of installation, as well as greater difficulty for the consumer in understanding the tariff and in calculating his consumption. Authors of papers have expressed the wish that as far as possible only one meter should be necessary for measuring the amount consumed, particularly in completely electrified households and mention the base tariff in this connection, as it takes into account the production costs of the supplier and encourages the consumer to electrify his plant, workshops and household to the greatest possible extent by providing cheap energy. Efforts to measure the total consumption of energy by a single meter will not be successful in all cases. Even when the base tariff is used it will be

[1] This is a special question which comes rather within the scope of Section 33.

necessary at periods when the load is low to supply energy at lower prices than at other times. Thus, differentiation with respect to time must be made in the base tariff.

Methods of equalizing the load as far as possible by means of tariffs may be of a promotional or a preventive character.

The "topping" of the peak loads is recognized as unbusinesslike and at the most should only be applied in the case of larger consumers when observance of the prescribed hours is possible without interference with production.

The inducement method aspires to attract consumers with a view to equalizing the peak and flattening it out into the form of a rectangle. This ideal condition cannot of course, be realized. It may even be risky to approach this ideal state as soon as current consumers, charged at lower installation rates in order to fill up the valleys in the load diagram, begin to form a fresh peak displaced with respect to time in relation to the former peak. Examples of this having occurred already exist.

In addition to the problem of tariff fixing, the questions relating to the standardization of special tariff regulations are of interest, as, for example, the creation of a suitable and standard basis for measuring the basic rate for household, agricultural and commercial consumption, as well as the question of standard power factor clauses, such as require different treatment for municipal and long distance supply. These questions also require discussion in dealing with tariff fixing.

It is suggested that the following points be discussed.

Points for Discussion

1. What methods are suitable for load factor improvement?
2. How can knowledge obtained from dissection of the load diagram or model into its several components be utilised for tariff fixing?
3. Should more expensive instruments, the subdivision of installations in accordance with respective tariffs, more complicated accounts be reasons for refraining from refinements in rate making?
4. How may tariffs and the clauses contained therein be standarized?

Rapport général

Montagnes de charge et tarifs de distribution

Dir. H. Henney.

Il y a 7 rapports traitant le sujet des diagrammes tridimensionnels de charge et des tarifs pour la vente du courant. Nous résumons leur contenu dans les lignes qui suivent.

Rapport No. 278: Effect of Load Factor on the Cost of Production and Methods of Improving Load Factor (U. S. A.) George Harvey Jones

L'amélioration du facteur de charge est une question particulièrement importante, et a des conséquences fécondes pour les usines d'électricité, à cause de l'amortissement très lent du capital investi et des augmentations considérables des frais d'installation, dans ces derniers temps.

L'amélioration du facteur de charge entraîne une diminution rapide des frais fixes de production par kwh., cependant que les frais variables ne subissent qu'une faible influence.

Le facteur de charge donne une idée fidèle du genre de vie et des habitudes de travail de la population; il n'est pas possible de le régler à volonté, mais on peut le faire varier dans de larges limites.

Comme moyens d'amélioration du facteur de charge on peut citer:

1. une augmentation de la durée d'utilisation chez les consommateurs existants,
2. le recrutement de nouveaux abonnés, qui consommeront dans des conditions essentiellement différentes de celles de la charge de l'usine,
3. la variété plus grande dans les genres de consommation chez les abonnés existants, obtenue par des tarifs appropriés.

Le rapport recherche quels sont les groupes d'abonnés qui peuvent contribuer à l'amélioration du facteur de charge.

Un encouragement de la consommation ménagère s'indique comme très favorable à cette amélioration, et il est possible de l'étendre particulièrement par des installations réfrigérantes, des pompes à huile pour le chauffage, et des appareils d'accumulation de chaleur pour la production d'eau chaude ou le chauffage de l'habitation. Une pareille électrification suppose une installation suffisante, qui serait créée à la suite d'une campagne de publicité spéciale.

L'épuration et le refroidissement de l'air dans les usines et les ateliers entrent en considération pour une amélioration plus complète du facteur de charge. Sous ce rapport les camions électriques présentent des consommations particulièrement favorables.

L'auteur recommande l'intensification de l'éclairage public et commercial. En outre il propose le décalage des heures de travail dans l'industrie et souligne l'influence heureuse des temps différents dans les régions voisines. Il propose l'interconnexion d'usines voisines à diagrammes de charge différents.

L'exposé est complété par des graphiques substantiels reposant sur des investigations approfondies, parmi lesquelles il faut mentionner en particulier les recherches relatives à l'importance des parts respectives pour lesquelles les industries de nature différente interviennent dans la charge totale d'une usine productrice d'énergie.

Rapport No. 42: Der Belastungsfaktor der Elektrizitätswerke und seine Beeinflussung durch die verschiedenen Stromverbraucher (Deutschland)
Dr.-Ing. Adolph et collaborateurs

Après une définition du facteur de charge, l'auteur mentionne les diverses méthodes de détermination des facteurs et des diagrammes de charge, en insistant sur l'importance de l'analyse de ces diagrammes dans le but d'obtenir les courbes de charge individuelles de diverses catégories de consommateurs.

Suit une liste des caractéristiques de charge des différents groupes d'abonnés avec un examen des différents facteurs externes qui peuvent avoir de l'influence sur les conditions de charge de ces groupes de consommateurs p. ex. le coût de la vie des abonnés, les circonstances économiques, les saisons, la température, etc....

L'auteur recommande d'augmenter la charge en dehors de la pointe, et de décaler ses diverses composantes pour améliorer le facteur de charge. Ce n'est que dans des cas particuliers que l'on pourra prendre des mesures pour réduire artificiellement la pointe. D'autres moyens que l'on peut employer sont la publicité et l'application de tarifs adéquats. La publicité est efficace surtout auprès des petits consommateurs, l'arrangement des tarifs auprès du gros consommateur.

Rapport No. 331: Über die Vorausberechnung der Jahresverluste in Umformer- oder Umspannwerken mit Hilfe von Belastungsdauerkurven (Dänemark)
Ing. A. Bögh

On pourrait se baser sur les résultats de l'étude des courbes de charge pour conduire l'exploitation des usines électriques. Cependant que le diagramme de charge subit des variations au cours des temps, on a constaté que la forme de la ligne qui donne la charge normale du diagramme appelé réduit, ne varie que faiblement.

Cette courbe de charge normale peut être utilisée en même temps que les courbes normales des pertes pour étudier les pertes annuelles dans les stations de transformation et de conversion.

On pourra se baser sur ce calcul pour décider du choix du courant, donc des machines, pour le développement subséquent. Le rapport contient à ce sujet une comparaison entre la distribution à courant alternatif ou à courant continu, par commutatrice ou redresseur.

Rapport No. 279: Electric Tariffs in the United States, and the Proper Relation between Industrial, Commercial, and Domestic Rates (U. S. A.)
L. R. Nash

Après un aperçu historique du développement des tarifs aux Etats-Unis, on traite les tarifs en usage à l'époque, qui portent encore actuellement le nom de leurs auteurs Wright et Hopkinson. En particulier, on examine les prescriptions relatives aux combustibles, au facteur de puissance, aux garanties, aux conditions de payement, puis les conventions concernant la limitation de la distribution à certaines heures ou époques de très grande consommation.

Le rapport traite de la différence des tarifs urbains et ruraux, de même que celle entre les régions à forte et à faible densité de population.

On recommande, pour la fourniture d'électricité ménagère, d'appliquer des tarifs propres à augmenter la consommation, qui adaptent les remises accordées pour les frais fixes aux conditions dans lesquelles se fait la consommation chez les différentes catégories d'abonnés. Cependant il faut se garder de fixer des prix trop bas pour la consommation supplémentaire de courant.

Le rapport examine alors les différences des prix du courant pour l'industrie, l'artisanat et le ménage, et compare les avantages que l'on peut obtenir de ces différentes catégories d'abonnés. Ils dépendent en fait de la mesure dans laquelle le courant électrique entre en compétition avec d'autres sources d'énergie pour chaque catégorie de consommateurs. Le rapport aboutit à la conclusion que la fourniture de courant aux artisans fournit relativement les plus grands avantages.

La détermination des différents prix pour le courant devra se baser sur des analyses de frais faites pour les différents groupes d'abonnés. A ce sujet, il n'est pas douteux que la distribution des frais fixes ne donne lieu à de grandes difficultés.

Rapport No. 48: Elektrizitätstarife, neuere Bestrebungen und Erfahrungen (Deutschland)
Dipl.-Ing. A. Pirrung et collaborateurs

Le rapport donne une vue générale sur la détermination systématique des tarifs en se basant sur des courbes et des modèles à trois dimensions. Suit un tableau des types de tarifs habituellement employés en Allemagne.

On tend déjà vers une certaine unification chez les consommateurs importants. On emploie surtout des tarifs à prix de base, dans lesquels ceux-ci se déterminent d'après la consommation maximum atteinte pendant une période déterminée.

Les problèmes les plus épineux se posent lorsqu'il s'agit de déterminer les tarifs pour les petits consommateurs, lesquels tarifs doivent satisfaire aux egixences suivantes pour être conformes à ce que l'on attend d'eux:

1. Couverture du prix de revient proportionnel.
2. Elimination des frais improductifs de mesure et d'installation.
3. Distribution équitable des frais entre les différentes catégories de consommateurs.
4. Exploitation de tous les domaines de vente avec la garantie d'une vente minimum de chaleur électrique dans des conditions permettant à celle-ci de soutenir la concurrence.
5. Elimination, dans la mesure du possible, des chutes de consommation.
6. Publicité en vue d'augmenter la consommation.
7. Calcul simple et compréhensible du prix de la fourniture.

L'auteur examine jusqu'à quel point ces conditions sont remplies par les différents tarifs.

Il aboutit à la conclusion que le tarif àprix de base mérite la préférence, même dans le cas de petits consommateurs. On pourra le baser efficacement sur le nombre de pièces, pour la distribution aux particuliers; sur le nombre d'hectares, pour l'agriculture; sur la puissance maximum, pour l'atelier. Dans divers cas particuliers (éclairage des rues, bâtiments publics, industries saisonnières, etc.) on devra prévoir exceptionnellement un tarif purement basé sur le nombre de kWh, afin d'éviter des manques d'adaptation du tarif à prix de base.

Rapport No. 367: Tarife und Zähler in Haushaltungen bei Verwendung von wärmespeichernden Kochgeräten (Schweden)
Ing. A. Widström

L'auteur propose un tarif spécial pour les ménages complètement électrifiés, qui font largement usage d'appareils à accumulation de chaleur. Le courant est fourni au consommateur d'après un tarif à maximum, qui prévoit un fort supplément de prix dès que le débit prévu est dépassé. Le courant se mesure par un compteur à dépassement à deux cadrans, équipé avec des interrupteurs tubulaires à mercure qui disconnectent périodiquement les circuits d'accumulation, dès que le courant prévu est dépassé. Dans la distribution ménagère l'application expérimentale de ce tarif a donné lieu à une forte compensation de la charge, en même temps qu'à une très grande durée d'utilisation.

Rapport No. 117: Power Factor Tariff in Japan (Japan)
S. Nagahama

L'auteur donne des informations concernant les stipulations relatives au facteur de puissance en usage au Japon, et exprime le désir de développer ce problème de manière uniforme.

Il propose de ne considérer que la diminution des pertes dans le réseau pour rédiger la clause uniforme concernant les facteurs de puissance, en négligeant l'augmentation de la capacité du réseau, dont le calcul pourrait être accompagné de grandes difficultés.

Le rapport recommande la détermination de termes techniques uniformes, de même que de symboles, pour le courant déwatté (la puissance déwattée, les kWh déwattés), dont le défaut se fait malheureusement sentir dans les relations internationales[1].

Développement

Le facteur de charge et les types de tarifs sont d'une importance décisive en ce qui concerne le rendement économique de la distribution publique d'électricité.

Les rapports présentés à la Deuxième Conférence Mondiale de l'Energie montrent que l'amélioration du facteur de charge et l'introduction de tarifs favorables à un usage très varié de l'énergie électrique sont considérées dans tous les pays comme étant propres à rendre possible une utilisation intense de l'énergie électrique à des conditions favorables pour le consommateur.

Aussi, l'abonné est bien intéressé à une amélioration du facteur de charge, parce que celle-ci met l'usine distributrice dans la possibilité d'abaisser encore les tarifs.

La détermination du facteur de charge par l'usine est un travail très difficile. Seule la décomposition de la montagne de charge en ses différentes composantes permet de solutionner le problème si difficile de la répartition des frais de façon que l'on puisse tenir compte des intérêts respectifs des différentes catégories de consommateurs. Elle renseigne sur les frais de production de l'énergie, qui constituent la limite inférieure du prix de vente, cependant que la valeur de l'énergie au point de vue du consommateur constitue la limite supérieure.

On a entrepris des recherches pour savoir quelles catégories de consommateurs et quels appareils d'utilisation sont les plus propres à augmenter le facteur de charge des centrales et, par suite, réduire les capitaux investis.

Ces recherches ont conduit à des modèles de tarifs qui portent à une amélioration du facteur de charge et à une augmentation de la consommation de courant électrique.

---

[1] La développement de ces questions spéciales pourrait se faire aussi dans le cadre de la section 33.

Les rapports relatifs au développement des tarifs montrent que des tarifs simples ne suffisent plus à une amélioration du facteur de charge.

Il faut plus de variété dans la formation et le perfectionnement des tarifs. De ceci résultent pour le consommateur une complication plus grande des compteurs, une augmentation du coût de l'installation, une difficulté plus grande dans le calcul et l'interprétation des tarifs. Les rapporteurs souhaitent *qu'un seul* compteur puisse suffire pour la mesure de la consommation, en particulier pour un ménage complètement électrifié. Ils renvoient au tarif à prix de base qui tient compte du prix de revient du producteur de courant et qui encourage l'abonné à électrifier plus complètement son installation, son atelier, son habitation, en lui assurant du travail à meilleur marché. On ne pourra réaliser partout la tendance à mesurer toute la consommation au moyen *d'un seul* compteur. Même lorsqu'on fait usage des tarifs à prix de base, on devra diminuer les prix, pendant les périodes de moindre charge, relativement aux périodes à plus grande charge. De là, une variation d'après les périodes, dans les tarifs à prix de base.

Dans la détermination des tarifs, on peut se servir soit de moyens favorisant, soit de moyens réduisant la consommation, pour parvenir à une distribution plus égale de la charge.

On a constaté qu'il n'est pas économique de prendre des mesures empêchant la pointe de se produire, et on pourra tout au plus le faire dans les cas particuliers de certains gros consommateurs pour lesquels l'observance de périodes de consommation nulle n'entrave pas la production.

La méthode se basant sur des mesures favorisant la consommation se propose de recruter l'abonné dont la consommation aura pour effet de rendre la montagne de charge rectangulaire. Il est évidemment impossible d'atteindre cette condition idéale. Il peut même être peu recommandable de s'en approcher, dès que les consommateurs auxquels on impose des frais plus modérés afin de combler les creux, concourent à produire une autre pointe à un autre moment. Il y a déjà actuellement des exemples d'une pareille situation.

Outre le problème de l'établissement des tarifs, il est intéressant d'examiner les questions relatives à l'unification de certaines stipulations particulières des tarifs p. ex. la détermination de principes convenables et uniformes pour la mesure des prix de base dans la consommation ménagère, agricole et commerciale, de même le problème des spécifications unitaires concernant le facteur de puissance, qui sont différentes pour les centrales urbaines et interurbaines. Aussi les discutera-t-on dans le cadre des développements ultérieurs concernant l'établissement des tarifs.

Propositions de discussion

1. Quelles sont les mesures propres à améliorer le facteur de charge ?
2. Comment utiliser les résultats de l'examen analytique des diagrammes tridimensionnels de charge ?

3. Est-ce que le prix plus élevé des appareils de mesure, la subdivision de l'installation d'après divers tarifs, la difficulté plus grande dans le calcul, peuvent être de nature à s'opposer à un perfectionnement plus profond des tarifs ?

4. Comment parvenir à une unification des tarifs et des stipulations qu'ils contiennent ?

Diskussionsbericht

Belastungsgebirge und Stromtarife

Dir. H. Henney

An der Diskussion nahmen die folgenden 20 Herren teil:

Ascher, R. F., Dipl.-Ing., Compania Hispano-Americana de Electricidad, Buenos Aires, Balcane 184.

Deutsch, P., Dipl.-Ing., Dir., Städt. Gas-, Wasser- u. Elektrizitätswerke, Bremerhaven.

Donkin, S. B., Cons. Ing., Kennedy & Donkin, London SW 1, Broadway Court, 8 Broadway.

Gerbel, M. B., Zivil-Ing., Oberbaurat, Wien I, Liliengasse 1.

Jackson, J. P., Col. Dr. Sc., The New York Edison Company, New York City.

Johanssen, H., Dir., Norsk Staal A.-G., Oslo, Kirkegaten 14.

Kukel-Krajewski, S. A., Prof. Hauptverwaltung für Energiewirtschaft des Obersten Volkswirtschaftsrates, Moskau, Pl. Mogina (W.S.N.H.).

Lämmel, Dr., Int. Forschungsstelle f. El.-Wirtschaft u. El.-Statistik, Dornburg a. Saale.

Laufer, J., Dir., Siemens-Schuckert-Werke A.-G., Berlin-Nikolassee, Wannseestraße 100.

Loewenstein, H., Kommerzienrat, Berlin-Oberurseler Industriewerke A.-G., Berlin W 8, Mauerstr. 61.

Pirrung, A., Dipl.-Ing., Dir., Bez.-Verband Oberschwäb. El.-Werke, Biberach/Riß.

Rückwardt, H., Dipl.-Ing., Obering., Berl. Städt. El.-Werke A.-G., Berlin NW 6, Schiffbauerdamm 22.

Schäfer, W. J., Regierungs-Baumeister, Berlin NW 87, Flotowstr. 5.

Schneider, R., Dipl.-Ing., Prof. Techn. Hochschule Darmstadt.

Siegel, G., Dr.-Ing., Dir., El. Lieferungs-Ges., Berlin NW 40, Moltkestr. 1

Ulmann, E., Dipl.-Ing., Prof., Dir., Lodzer Elektrizitäts-Ges., Lodz, Gdanska 107.

Vent, O., Dr.-Ing., Rhein.-Westf. El.-Werk, Essen, Maxstr. 18.

Velander, S., Prof., Kgl. Techn. Hochschule Stockholm, Stockholm, Valhallavägen 130.

Warrelmann, G., Dir., Märk. Elektrizitätswerk A.-G., Berlin-Dahlem, Pücklerstraße 24.

Wright, A., Cons. Eng., The Edison Elec. Ill. Co. of Boston, London W 14, 3 Addison Road.

I. Der erste Diskussionsvorschlag des Generalberichtes wirft die Frage auf, welche Maßnahmen zur Verbesserung des Belastungsfaktors geeignet sind.

Gerbel-Oesterreich führt aus, daß in den Sitten und Gewohnheiten der Bevölkerung und in der Organisation der Wirtschaft eine bisher zu wenig beachtete Ursache der Belastungsschwankungen zu suchen sei. Durch eine Verlegung der Mittagspause z. B. würde nicht nur die Mittagssenke ausgeglichen werden, sondern durch die im Zusammenhang damit vorzunehmende Verlegung des Beginns und des Endes der

Arbeitszeit könnte der Energieverbrauch der Betriebe sowie auch mittelbar der der Hilfsbetriebe, z. B. der Verkehrsunternehmungen, vergleichmäßigt werden.

Eine in ostwestlicher Richtung verlaufende Sammelschiene in Länge der zur Zeit in Deutschland vorhandenen Höchstspannungsleitungen (6000 km) würde an den Enden eine Zeitverschiebung von rd. 5 Stunden ergeben, wodurch die Mittagspause an dem einen Ende mit der Abendspitze am anderen Ende zusammenfallen könnte.

Pirrung-Deutschland empfiehlt tarifliche Maßnahmen zur Verbesserung des Belastungsfaktors, unterstreicht jedoch dabei die im Generalbericht bereits ausgesprochene Warnung, die Stromentnahme zu Zeiten der Höchstlast zu verbieten.

Jackson-V. St. Amerika hält eine Steigerung des Verbrauchs im Haushalt zur Verbesserung des Belastungsfaktors für besonders aussichtsreich. Dem stehe entgegen, daß sich die Hausfrau nur schwer an neue Geräte gewöhne und sich scheue, für Arbeiten Geld auszugeben, die sie auch mit eigener Kraft verrichten kann. Tarife und Werbung sollen daher weitgehend auf die Psyche der Hausfrau abgestellt sein.

Laufer-Deutschland berichtet von neueren Erhebungen über den Verlauf der Kochstrombelastung bei ungeteilter Arbeitszeit, die ergeben haben, daß nur ein geringer Prozentsatz der Kochstromspitze mit der winterlichen Lichtspitze zusammenfällt. Die Einführung des elektrischen Kochens würde demnach auch bei ungeteilter Arbeitszeit den Belastungsfaktor verbessern.

Johanssen-Norwegen befürwortet die Verwendung des Speicherprinzips für elektrische Kochherde. Die hierbei auftretende gleichmäßig niedrige Belastung ermögliche bei Verwendung gleicher Leitungsquerschnitte die Übertragung der 4-fachen Strommenge. Dadurch würden die Verteilungskosten entsprechend zurückgehen. Verbilligung des Stromes und Vergrößerung der Absatzmöglichkeiten seien die Folge.

Loewenstein-Deutschland weist auf die mögliche Verbesserung des Belastungsfaktors durch eine allgemeine Einführung der elektrischen Straßenschilder- und Hausnummernbeleuchtung hin.

Donkin-England hält es bei Aufstellung einheitlicher Energieversorgungspläne einzelner oder mehrerer Länder für zweckmäßig, die leistungsfähigen Kraftwerke mit hohem Belastungsfaktor zu betreiben und den weniger leistungsfähigen Werken die Deckung der Belastungsspitzen zuzuweisen. Beim Betrieb solcher Anlagen könne die günstigste Lastverteilung auf die einzelnen Kraftwerke an Hand graphischer Darstellungen der Erzeugungskosten in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor vorgenommen werden.

II. Der zweite Diskussionsvorschlag des Generalberichtes stellt die Frage, wie sich die Erkenntnisse aus der Zerlegung des Belastungsgebirges für die Tarifgestaltung verwerten lassen.

Schneider-Deutschland weist darauf hin, daß die Preisbildung der elektrischen Arbeit nicht unmittelbar mit dem Problem der Selbstkosten

verquickt werden dürfe. Zur Ermittlung der Selbstkosten für die einzelnen Abnehmergruppen seien Analysen des Belastungsgebirges durchzuführen. Die Festsetzung der Preise solle sodann auf der Grundlage dieser Selbstkostenberechnungen unter Berücksichtigung der Wertschätzung des Stromes erfolgen.

Die Grundsätze einer richtigen Preis- und Tarifpolitik seien daher:

Die Durchführung einer Analyse mittels Messung mit möglichst einfachen, billigen und hinreichend genauen Geräten.

Die Berechnung der Selbstkosten vermittels des praktisch brauchbarsten Rechnungsverfahrens.

Die Festsetzung der Preise und Tarife auf Grund der Selbstkosten nur insoweit, wie sie der Markt am besten verträgt.

Rückwardt-Deutschland behandelt die Schwierigkeiten bei der Durchführung von Selbstkostenanalysen. Die Frage, welche Kosten als fest und welche als veränderlich zu bezeichnen sind, könne nur nach genauer Kenntnis der Betriebseigenart des Elektrizitätswerkes von Fall zu Fall bestimmt werden. Ebenso erfordere die Anwendung einer bestimmten Methode für die Verteilung der Leistungsgemeinschaftskosten eine genaue Kenntnis der Belastungszusammensetzungen.

Pirrung-Deutschland empfiehlt ebenfalls eine dauernde Überwachung der Belastungsverhältnisse der einzelnen Abnehmergruppen, um bei Veränderungen rechtzeitig mit tariflichen Maßnahmen eingreifen zu können.

Siegel-Deutschland weist darauf hin, daß die vergleichenden Untersuchungen der Belastungskurven besonders für Haushalt und Landwirtschaft den Grundgebührentarif als den einzig zweckmäßigen Tarif erkennen lassen, wobei sich die Grundgebühr auf Faktoren, die mit dem wirtschaftlichen oder häuslichen Leben des Verbrauchers eng verknüpft sind, stützen solle. Die Analysen zeigen, daß bei den Kleinabnehmern die Zugrundelegung des Höchstbedarfs für die Berechnung der Grundgebühr verfehlt sei.

Schaefer-Deutschland berichtet über einen Tarifvorschlag, der den Zeitpunkt der Leistungsentnahme des Abnehmers bei der Berechnung des Strompreises berücksichtigt. Es solle ein Zähler verwandt werden, der unter dem Einfluß der Belastungs- bzw. einer daraus errechneten Kostenkurve arbeitet; jede Kilowattstunde solle dabei mit einem Faktor multipliziert werden, der dem Ausnutzungsgrad der Kraftwerksanlagen zur Zeit der Stromentnahme entspreche.

Ascher-Argentinien berichtet über eine Methode der topographischen Darstellung des Belastungsgebirges, die den Vorzug hat, an Stelle der bisher üblichen räumlichen die zweidimensionale Darstellung von Belastungsgebirgen zu ermöglichen.

Velander-Schweden weist auf verschiedene Untersuchungsmethoden hin, die mit Hilfe der symbolischen Darstellung der Belastungsdauerkurve durchgeführt werden können.

III. Der dritte Diskussionsvorschlag des Generalberichtes behandelt die Frage, ob die Verteuerung der Meßgeräte, die Unterteilung der Installation nach verschiedenen Tarifen, die Erschwerung der Abrechnung Anlaß sein kann, von der weiteren Verfeinerung der Tarife abzusehen.

Deutsch-Deutschland verneint diese Frage, indem er Erfahrungen mitteilt, die mit einem seit mehreren Jahren eingeführten Leistungsgebührentarif mit erheblich erhöhtem Arbeitspreis bei Überschreitung einer vereinbarten Leistung gemacht wurden. Dabei habe sich eine bedeutende Verbesserung der Benutzungsdauer ergeben, die die Verteuerung der Meßeinrichtungen und der Abrechnung rechtfertige.

Siegel-Deutschland empfiehlt dagegen, die Entwicklung im Tarifwesen dahin zu beeinflussen, daß das Schwergewicht der Einnahmen in die Grundgebühr verlegt wird. Der Arbeitspreis könne hierbei allmählich soweit ermäßigt werden, daß für alle Zwecke die elektrische Energie unter Verwendung einfacher Meßgeräte geliefert werden könne. Bei steigender Ausnutzung der Anlagen und weiterhin sinkenden Erzeugungskosten werde diese Entwicklung möglicherweise schließlich zu einem einzigen Pauschaltarif führen.

Pirrung-Deutschland führt aus, daß nach einem Zeitraum weitestgehender Verfeinerung sich eine umgekehrte Bewegung im Tarifwesen bemerkbar mache, da bei den aufs feinste ausgeklügelten Tarifen das mangelnde Verständnis der Abnehmerschaft der weiteren Verbreitung der Elektrizität entgegenstehe. Es solle unter teilweisem Verzicht auf solche Feinheiten ein einheitlicher und niedriger Arbeitspreis gewählt werden, während die noch notwendigen Feinheiten in die Grundgebühr gelegt werden sollen.

Vent-Deutschland tritt ebenfalls für die Anwendung einfacher Tarife ein. Die Unterteilung der Installation nach verschiedenen Tarifen sei allerdings bei Einführung billiger Haushaltstrompreise ohnehin nicht zu umgehen, da die vorhandene Installation in der Regel für die erheblich gesteigerte Belastung durch Elektro-Wärmegeräte nicht ausreichend sei.

Ulmann-Polen berichtet über Erfahrungen bei Anwendung eines Pauschaltarifes unter Benutzung von Strombegrenzern, wodurch eine große Vereinfachung und Verbilligung der Verrechnung erzielt werde. Der Pauschaltarif finde bei Kleinabnehmern, Saisonbetrieben, Kleinindustrie sowie Reklame- und Straßenbeleuchtung Anwendung. Die Pauschalen seien für eine Benutzungsdauer von etwa 2000 Std. berechnet, jedoch habe sich etwa die doppelte Benutzungsdauer ergeben. Das Werk erziele hierbei immer noch höhere Preise als bei einer Kraftstromlieferung mit gleicher Benutzungsdauer. Von einer Stromverschwendung könne keine Rede sein.

IV. Der vierte Diskussionsvorschlag des Generalberichtes wirft die Frage auf, wie sich die Tarife und die darin enthaltenen Klauseln vereinheitlichen lassen.

Pirrung-Deutschland stellt fest, daß für eine Reihe von Tarifklauseln bereits eine starke Vereinheitlichung in Deutschland erzielt sei. Diese Entwicklung werde vornehmlich durch gemeinschaftliche Behandlung dieser Fragen in den Fachvereinigungen gefördert.

Lämmel-Deutschland fordert die Schaffung einheitlicher Tarife und Verträge, die unter Mitwirkung einer behördlichen Zentralstelle abgeschlossen werden sollen.

Warrelmann-Deutschland führt demgegenüber aus, daß die Forderung eines Einheitstarifes unerfüllbar sei. Der Preis der elektrischen Arbeit werde durch die Selbstkosten und durch die Wertschätzung bestimmt, die beide in weitesten Grenzen Schwankungen unterworfen sind. Es sei daher eine starke Differenzierung der Strompreise notwendig, um der Gesamtwirtschaft aus der Elektrizitätsanwendung den größten Nutzen bieten zu können. Für eine behördliche Mitwirkung bei der Preisgebarung und eine Beschränkung der Vertragsfreiheit der öffentlichen Elektrizitätswerke liege kein stichhaltiger Grund vor. Es sei im Gegenteil festzustellen, daß die deutsche Elektrizitätswirtschaft ihren heutigen hohen Stand nur erreichen konnte, indem sie sich frei von behördlicher Bevormundung den Bedürfnissen der Wirtschaft anpaßte.

Kukel-Krajewski-U. d. S. S. R. glaubt, daß die in verschiedenen Ländern vorhandene Neigung, die Elektrizitätsversorgung zu einem einheitlichen System zusammenzufassen, in absehbarer Zukunft für jede Verbraucherklasse zur Aufstellung einheitlicher Tarife führen werde, unabhängig von den örtlich entstehenden Selbstkosten. Bei der Projektierung eines Kraftwerkes und einer Reihe von industriellen Unternehmungen, die gleichzeitig mit dem Kraftwerk errichtet wurden, sei es nötig gewesen, bereits bei Aufstellung des Projektes einheitliche Tarife festzusetzen.

Wright-V. St. Amerika schlägt vor, die uneinheitlichen und schwer verständlichen Leistungsfaktorklauseln der kWh-Tarife fallen zu lassen und zum Ampère-Stunden-Tarif zurückzukehren. Dabei bleibe es dem Verbraucher überlassen, durch Wahl des günstigen Leistungsfaktors den bestmöglichen Gebrauch von der gelieferten Ampèrestundenmenge zu machen.

Gesamtergebnis der Diskussion

Die Aussprache ergab, daß dem Problem der Analyse des Belastungsgebirges zum Zwecke der Selbstkostenermittlung und der gerechten Verteilung der Leistungsgemeinschaftskosten in steigendem Maße Aufmerksamkeit geschenkt wird.

Bezüglich der Tarife wurde die Forderung gestellt, die Arbeitspreise möglichst niedrig zu wählen, um die Verwendung der Elektrizität für alle Zwecke zu einheitlichen Preisen mit möglichst einfachen Meß- und Abrechnungsmethoden zu ermöglichen. Das Schwergewicht der Einnahmen soll dabei in die Grundgebühren gelegt werden, welche die notwendigen Feinheiten für die verschiedenen Abnahmebedingungen haben sollen.

Bei der Ausarbeitung von Tarifen soll besonders auf die Gewohnheiten der Bevölkerung Rücksicht genommen werden, deren Beeinflussung im Sinne einer Steigerung des Belastungsfaktors erfolgversprechend erscheint.

Result of Discussion

On reviewing the practical outcome of the discussion it may be stated, that growing attention is being paid to the problem of analysing three-dimensional load models in order to ascertain production costs and obtain a more equitable allocation of the common power costs.

In respect of the tariffs it was proposed to keep the working rates as low as possible in order to allow of using electricity for all purposes at uniform rates with the help of the simplest possible recording apparatus and the easiest accounting methods. Chief stress in revenues should laid in this connection on the base tariffs which should embody all necessary discrimination for the different conditions of consumption.

When planning the tariffs special consideration should be given to the customs of the population in a manner promising the largest measure of success for raising the load factor.

Résultat de la discussion

La discussion a montré que l'on attache de plus en plus d'attention au problème de l'examen analytique des montagnes de charge, dans le but d'établir le prix de revient et une répartition exactes des frais communs des lignes.

En ce qui concerne les tarifs, on a demandé de choisir le prix du travail le plus bas possible, pour permettre l'emploi de l'électricité pour tous les buts à des prix uniformes et avec méthodes de mesure et de décompte aussi simples que possible.

Le centre de gravité des recettes doit être placé dans les prix de base, qui doivent tenir compte des détails nécessaires pour les diverses conditions de consommation.

Pour l'élaboration des tarifs, il faut, en particulier, tenir compte des habitudes de la population, dont l'influence dans le sens d'une amélioration du facteur de charge semble offrir de belles perspectives.

Section 22

EINZELPROBLEME DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT VERSCHIEDENER LÄNDER

INDIVIDUAL PROBLEMS OF POWER SUPPLY IN DIFFERENT COUNTRIES

DIFFÉRENTS PROBLÈMES RELATIFS À L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE DANS DIVERS PAYS

Vorsitzender — Chairman — Président

Dr. T. Sacchi Lodispoto (Italien)

Stellvertr. Vorsitzender — Vice Chairman — Vice-Président

Ing. J. Collett Holst (Norwegen)

Beisitzer — Assistant — Assesseur

Dr.-Ing. M. Krone (Deutschland)

Generalberichterstatter — General Reporter — Rapporteur Général

Dr.-Ing. J. Adolph (Deutschland)

Argentinien

Entwicklung, Bestand und Leistungsfähigkeit der elektrischen Kraftzentralen in Argentinien

Argentinisches Nationalkomitee

Dipl.-Ing. R. Wilken

Auf dem ersten argentinischen Ingenieurkongreß im Jahre 1926 wurde in Anerkennung der zunehmenden Bedeutung der nationalen Elektrizitätswirtschaft der Beschluß gefaßt, in regelmäßigen Zeitabständen den Bestand an elektrischen Kraftwerken in Argentinien in einer Statistik niederzulegen und die „Asociación Argentina de Electro-Técnicos" (AAET.) mit dieser Aufgabe betraut. Naturgemäß waren im Anfang die größten Schwierigkeiten bei der ziffernmäßigen Erfassung der Zentralen und ihren Charakteristiken zu überwinden, Schwierigkeiten, welche nicht nur in der rapiden Entwicklung der elektrischen Industrie und des dadurch gegebenen gleitenden und infolgedessen schwer zu erfassenden Bestandes an Zentralen und Maschinen lagen, sondern die auch dadurch entstanden, daß die Bestrebungen der statistischen Kommission auf weitgehende Verständnislosigkeit bei den größtenteils rein kommerziell eingestellten Privateigentümern der Werke trafen.

So war es beispielsweise nicht möglich, von den in Frage stehenden Stellen Angaben über die Stromerzeugung und -abgabe zu erhalten, so daß sich die erste von der AAET. publizierte Statistik lediglich auf eine Bestandsaufnahme der Werke und Maschinen beschränken mußte.

Ferner wurde die Sammlung der benötigten technischen Unterlagen dadurch erschwert, daß eine sehr große Anzahl der Kraftwerksbesitzer anscheinend Schwierigkeiten hatte, die statistischen Fragebogen, soweit sie sich auf die Angaben rein technischer Daten bezogen, ordnungsgemäß auszufüllen, wodurch in sehr vielen Fällen schwer zu klärende Unstimmigkeiten entstanden.

Die vorliegende Bearbeitung hat es sich, wie eingangs gesagt, zum Ziel gesetzt, durch entsprechende Zusammenfassung der in der Statistik von der AAET. vom Jahre 1927 gesammelten Daten einen Gesamtüberblick über Entwicklung und Stand der Zentralen zu vermitteln, ohne jedoch Anspruch auf eine bis in die Einzelheiten gehende Genauigkeit erheben zu können.

Das Stichjahr 1927 liegt insofern günstig, als sich in den folgenden Jahren deutlich eine Zurückhaltung in der Gründung von neuen Privat-

werken bemerkbar zu machen beginnt, deren Grund wahrscheinlich in der Zusammenfassung und Zentralisierung einer sehr großen Anzahl von Zentralen in der Hand bedeutender Industriekonzerne zu suchen ist. Es wird daher interessant sein, das Ergebnis einer späteren statistischen Aufnahme mit der Entwicklung der Zentralen in den vorausgegangenen Abschnitten zu vergleichen.

Wie oben erwähnt, bestanden in den statistischen Angaben, wie sie von den Besitzern der Zentralen gemacht wurden, öfters Unstimmigkeiten. Ganz besonders oft fiel es auf, daß die Angaben, welche sich auf die effektive elektrische Leistung der Stromerzeuger bezogen, in keinem richtigen Verhältnis zur verfügbaren Leistung der Antriebsmaschine standen, ein Umstand, dessen Erklärung wahrscheinlich darin zu suchen ist, daß es sich im Lande eingebürgert hat, die Leistung der elektrischen Aggregate auf die effektive Leistung der Antriebsmaschinen zu beziehen und somit bei vielen Eigentümern Unklarheiten über die Kilowattleistung der Stromerzeuger bestehen. In der vorliegenden Abhandlung ist daher prinzipiell die Leistung der Antriebsmaschinen in Pferdestärken als bestimmend zugrunde gelegt und die zugehörige elektrische Leistung in Kilowatt empirisch durch Division der Antriebsleistung in Pferdestärken durch den Quotienten 1,5 ermittelt worden.

Ausgenommen von diesem Schema wurden lediglich die bedeutenden Zentralen dieser Kategorie, für welche genaue und richtige Angaben über die effektive Leistung der Aggregate vorlagen.

Durch dieses Verfahren wurden einerseits die fehler- und lückenhaften Angaben über die Kilowattleistung der Stromerzeuger richtiggestellt und andererseits die auseinandergehenden Mitteilungen über die effektive elektrische Leistung bei Drehstromaggregaten unter Ausschaltung des Leistungsfaktors auf ein gleiches Schema gebracht.

Die eventuellen Abweichungen von den tatsächlichen Verhältnissen, die sich auf Grund des durchgeführten Rechenverfahrens ergeben, können als geringfügig bezeichnet und daher im Rahmen des zu schaffenden Gesamtüberblickes vernachlässigt werden.

A. Entwicklung der elektrischen Zentralen und Unterstationen

1. Zusammenfassung vorausgegangener Statistiken

Der vorliegenden Bearbeitung gehen einige analoge voraus, nämlich die erste vom Jahre 1910 von Prof. Dr. G. Berndt, einige weitere von W. Klug von 1912 bis 1916 und ferner die vom Jahre 1916 und 1921 von Prof. Dr. Niebuhr. Speziell soll an dieser Stelle auf eine im Jahre 1922 erschienene Arbeit „Las Centrales Eléctricas de La República Argentina“ von Prof. Dr. Niebuhr hingewiesen werden, deren statistische Daten im Rahmen der vorliegenden Abhandlung ganz besonders Beachtung fanden und eine gute Möglichkeit zur Beurteilung des unterdessen erfolgten Fortschrittes der lektrischen Industrie bieten.

In Zahlentafel 1 sind die obengenannten Statistiken zusammengefaßt. Bei dem Vergleich der verschiedenen ziffernmäßigen Angaben dieser

Zahlentafel 1. Zusammenfassung der bisherigen Statistiken. Überblick der Entwicklung der Zentralen und Unterstationen

Jahr	1910	1912	1916	1921	1927
Statistik bearbeitet durch:	Berndt	Klug	Niebuhr	Niebuhr	Wilken
Elektrische Zentralen					
Hauptstadt Buenos Aires					
Anzahl der Zentralen	7	—	12	13	11
Verfügbare Leistung in kW	70620		134290	162599	436500
Landesinnere:					
Anzahl der Ortschaften ...	25	83	185	205	517
Anzahl der Zentralen	27	80	199	226	519
Verfügbare Leistung in kW	28526	67122	91949	97634	202165
Insgesamt:					
Anzahl der Ortschaften ...	26	83	186	207	518
Anzahl der Zentralen	34	80	211	239	530
Verfügbare Leistung in kW	99146	67122	226239	260233	638665
Elektrische Unterstationen					
Hauptstadt Buenos Aires					
Anzahl der Unterstationen	10	—	32	35	37
Verfügbare Leistung in kW	37440	—	120500	136000	347050
Landesinnere:					
Anzahl der Ortschaften ...	—	4	31	38	ca. 120
Anzahl der Unterstationen	—	4	46	52	115
Verfügbare Leistung in kW	—	2520	58000	57000	100695
Insgesamt:					
Anzahl der Ortschaften ...	1	4	32	39	ca. 121
Anzahl der Unterstationen	10	4	78	87	152
Verfügbare Leistung in kW	37440	2520	178500	193000	447745

Zahlentafel 2. Gesamtüberblick der Kraftwerke

Gebiet	Anzahl der Elektrizitätswerke	Anzahl der installierten Aggregate	Verfügbare Leistung	Durchschnittliche Leistung pro Aggregat	Prozentuale Beteiligung an der Gesamtanzahl der Werke	Prozentuale Beteiligung an der Gesamtanzahl der installierten Aggregate	Prozentuale Beteiligung an der verfügbaren Gesamtleistung
			kW	kW	%	%	%
Buenos Aires, Stadt ...	11	60	436500	7270	2,1	5,1	68,5
Provinz Buenos Aires ..	151	404	54402	135	28,5	31,0	8,5
Provinz Córdoba	109	230	20623	129	20,6	17,6	3,2
Provinz Mendoza	13	42	15459	368	2,5	3,2	2,5
Provinz Santa Fé	97	200	52264	261	18,3	15,4	8,2
Provinz Tucumán	12	30	7169	239	2,3	2,3	1,2
9 Provinzen	84	218	25636	125	15,7	16,7	4,1
Territorien	53	113	17612	156	10,0	8,7	1,8
Insgesamt:	530	1297	638665		100,0	100,0	100,0
Gesamtdurchschnitt:				492,5			

Statistiken und des sich daraus ergebenden Bildes der Entwicklung in den einzelnen Zeitabschnitten darf jedoch nicht außer acht gelassen werden, daß den Verfassern nicht die einwandfreien und vor allen Dingen kompletten Unterlagen zu Gebote standen, welche die vollständige Erfassung der jeweils bestehenden Zentralen ermöglicht hätten. Erst durch die tatkräftige Unterstützung der AAET. war es möglich, zu einer annähernd vollständigen Bestandsaufnahme zu gelangen, wodurch natürlich der Anschein erweckt wird, als ob die Entwicklung nach 1916 in unverhältnismäßig großen Schritten vorangeeilt wäre.

2. Graphische Darstellung der Entwicklungsstufen (Abb. 1)

Trotzdem ergibt sich eine Möglichkeit den tatsächlichen Anstieg der Anzahl und der verfügbaren Leistung der Zentralen einigermaßen gerecht zu beurteilen, wenn man hierfür das Gründungsjahr des Werkes zugrunde legt. In Abb. 1 sind daher außer den Kurven, welche in Ab-

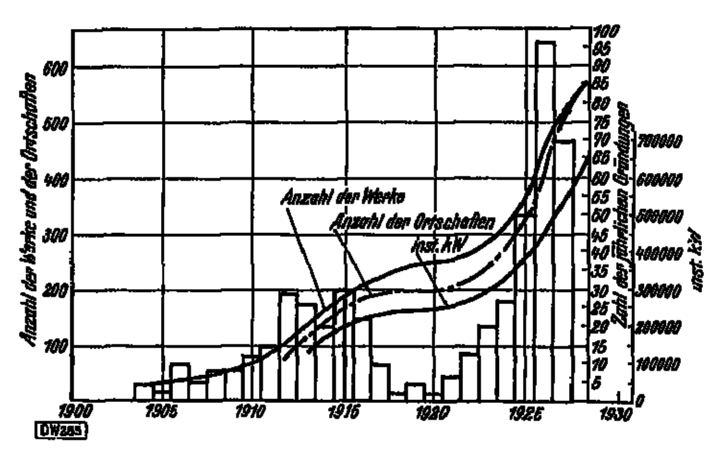


Abb. 1. Anzahl der Werke, versorgten Ortschaften, verfügbaren Leistungen der Zentralen und Anzahl der Neugründungen in verschiedenen Zeitabschnitten.

hängigkeit von den Zeitabschnitten die Anzahl der Werke, der mit Strom versorgten Ortschaften und die in den Zentralen verfügbare Leistung veranschaulichen, auch die Ziffern der jeweils erfolgten Neugründungen graphisch dargestellt worden. Aus der Abbildung ergibt sich als besonders bemerkenswert der Anstieg der Ziffer von Neugründungen in den Jahren der argentinischen Zentenarfeiern (1910 und 1916), dann aber der nahezu vollkommene Stillstand in den Kriegs- und Nachkriegsjahren. Erst vom Jahre 1920 an scheint in der argentinischen Elektrizitätswirtschaft — welche, wie in späteren Kapiteln gezeigt werden wird, ihre Maschinen fast ausschließlich vom europäischen Markt bezieht — die Nachkriegskrisis überwunden worden zu sein.

Der rasch zunehmende Bedarf der Bevölkerung an elektrischer Energie, und zwar auch der in kleinen und kleinsten Ortschaften, verbunden mit dem zum Teil sehr guten finanziellen Ertrag des Strom-

verkaufs zieht in den Jahren 1925 bis 1927 eine rapide Steigerung der Neugründungsziffer nach sich, doch macht sich in letzten Jahren bereits deutlich eine Tendenz zum Nachlassen bemerkbar.

Man kann diese Erscheinung auf die Erreichung eines gewissen Sättigungspunktes, und wie oben gesagt, auf die Zentralisierungsbestrebungen der großen Kraftwerkskonzerne zurückführen.

Die Kurve der in den Zentralen verfügbaren Leistung nimmt dagegen weiterhin stetig zu, was sich durch den Ausbau der vorhandenen Werke erklärt.

B. Bestand der elektrischen Zentralen und Unterstationen

1. Gesamtüberblick der bestehenden Kraftwerke

Zahlentafel 2 vermittelt einen Überblick über den Gesamtbestand an elektrischen Kraftwerken in der Republik Argentinien, und zwar erhellt aus derselben die Anzahl der Elektrizitätswerke, der in ihnen installierten Aggregate und die verfügbare Nennleistung derselben. Die Unterteilung der Stromversorgungsgebiete berücksichtigt in erster Linie Buenos Aires-Hauptstadt und die wichtigsten Provinzen: Buenos Aires, Córdoba und Santa Fé. Außerdem werden die Provinzen Mendoza und Tucuman besonders aufgeführt in Anbetracht dessen, daß, wie weiter unten gezeigt werden wird, besondere Gesichtspunkte in bezug auf die in deren Kraftwerken erster Kategorie verfügbare Leistung zu berücksichtigen sind.

Die restlichen 9 Provinzen und die Territorien erscheinen in zusammengefaßter Form.

Aus den in dieser Zahlentafel erscheinenden Verhältnisziffern geht die besondere Stellung des Stromversorgungsgebietes Buenos Aires-Hauptstadt hervor, welches allein 68,5% der in der ganzen Republik verfügbaren Gesamtleistung aller Zentralen einnimmt, ein Umstand, auf welchen ganz besonders hingewiesen werden muß. An der Gesamtanzahl der Werke ist dagegen Buenos Aires-Hauptstadt nur mit 2,1% und an der Gesamtanzahl der Aggregate mit 5,1% beteiligt. Da sich aus der von Prof. Dr. Niebuhr im Jahre 1921 aufgenommenen Statistik ein Anteil von 62,4% der Hauptstadt Buenos Aires an der gesamten in der Republik verfügbaren Leistung ergibt, ist also unterdessen eine wesentliche Änderung des Verhältnisses nicht eingetreten.

2. Gesamtüberblick der Unterstationen

Zahlentafel 3 stellt das Ergebnis der Bestandsaufnahme sämtlicher Unterstationen dar, und zwar in Unterteilung nach Umformer- und Transformatorenstationen. Naturgemäß bleibt auch in dieser Aufstellung die absolute Vorherrschaft von Buenos Aires-Hauptstadt gewahrt. Bemerkenswert ist ferner, daß von der von den Zentralen der Hauptstadt Buenos-Aires an die Unterstationen abgegebenen elektrischen Energie ca. 38 vH in Gleichstrom umgewandelt wird, während der Rest von 62 vH auf die Betriebsspannung herunter transformiert und als Drehstrom konsumiert wird.

Zahlentafel 3. Gesamtüberblick der Umformer- und Transformatorenunterstationen

Gebiet	Umformerstationen			Transformatorstationen			Totale Leistung der Umformer- u. Transformatorstationen
	Anzahl der Stationen	Anzahl der Umformeraggregate	Leistung	Anzahl der Stationen	Anzahl der Transformatoren	Leistung	
			kW			kW	kW
Buenos Aires (Stadt) .	28	134	132850	0	55	214200	347050
Provinz Buenos Aires	8	22	8200	84	168	43055	51255
Provinz Mendoza.....	1	4	1550	2	4	23346	24896
Provinz Santa Fé ...	4	7	17030	0	10	1015	18045
Provinz Tucumán	4	8	2239	3	3	3360	5599
Insgesamt:	45	175	161869	107	240	285876	447745
Gesamtdurchschnittsleistung pro Station:			3597			2672	

Im nachfolgenden sollen die besonderen Verhältnisse in den einzelnen Stromversorgungsgebieten, nach Provinzen unterteilt, untersucht werden. Da jedoch die Stromlieferung im Innern des Landes, d. h. in den kleineren Ortschaften fast ausschließlich durch kleinere örtliche Kraftwerke erfolgt, gäbe es ein nicht den tatsächlichen Verhältnissen gerecht werdendes Bild, wenn man die Untersuchung sowohl über diese wie auch über die bedeutenderen Städte und Ortschaften mit größeren Zentralen erstrecken wollte. Es entsteht daher die Notwendigkeit, eine Trennung der größeren Städte und Ortschaften, für welche besondere Verhältnisse

Zahlentafel 4. Ortschaften erster Kategorie mit Zentralen über 2000 kW verfügbarer Leistung

Ortschaft	Anzahl der Elektrizitätswerke	Anzahl der installierten Aggregate	Verfügbare Leistung	Durchschnittliche Leistung pro Aggregat	Durchschnittliche Anzahl der Aggregate pro Werk	Prozentuale Beteiligung an d. Gesamtanzahl der Werke	Prozentuale Beteiligung an der Gesamtanzahl der inst. Aggregate	Prozentuale Beteiligung an der verfügbaren Gesamtleistg.
			kW	kW		%	%	%
Buenos Aires	11	60	436500	7270	5	29,8	34,20	78,22
Bahia Blanca	1	5	5000	1000	5	2,7	2,84	0,90
Comodoro Rivadavia	2	6	11712	1952	3	5,4	3,41	2,20
Córdoba[1]	4	18	17968	998	5	10,8	10,02	3,22
La Plata	1	5	10706	2141	5	2,7	2,84	1,92
Mar del Plata	3	14	6469	462	5	8 1	7,96	1,16
Mendoza[2]	6	25	13420	537	4	16,2	14,30	2,41
Rosario	1	6	38867	6478	6	2,7	3,41	6,96
San Juan	3	16	4740	296	5	8,1	9,09	0,85
Santa Fé	2	8	4593	574	4	5,4	4,54	0,96
Tucumán	3	13	6667	513	4	8,1	7,38	1,20
Insgesamt:	37	176	556642			100,0	100,0	100,0
Gesamtdurchschnitt:				3160	5			

[1]) Einschließlich Casa Bamba u. La Calera.
[2]) Einschließlich Cacheuta u. Godoy Cruz.

in bezug auf den Strombedarf der Bevölkerung vorliegen, von den kleineren, auf die Provinzen verteilten vorzunehmen. Die den Umständen am besten gerecht werdende Abgrenzung hat sich als bei 2000 kW liegend ergeben, so daß also für die weiteren Untersuchungen zwischen einer ersten und zweiten Kategorie von Kraftwerken, d. h. solchen mit über bzw. unter 2000 kW liegender verfügbaren Leistung unterschieden werden soll.

3. Zentralen erster Kategorie

In Zahlentafel 4 erscheinen die Ortschaften erster Kategorie, d. h. die Ortschaften, in welchen eine *oder* mehrere Zentralen von *zusammen* über 2000 kW Leistungsfähigkeit bestehen, während in Zahlentafel 5, nach Provinzen unterteilt, sämtliche Kraftwerke, welche in ihrer Leistungsfähigkeit unter der 2000-kW-Grenze rangieren, aufgeführt worden sind.

Bei der Betrachtung der Zahlentafel 4 fällt, wie schon erwähnt, die absolute Vorherrschaft von Buenos Aires-Hauptstadt ins Auge, und zwar in dieser Zusammenstellung sowohl in bezug auf die verfügbare Leistung der Zentralen wie auch hinsichtlich der Anzahl der Werke und Aggregate.

In das Stromversorgungsgebiet Córdoba-Stadt sind die Zentralen Casa Bamba und La Calera, und in das Gebiet Mendoza-Stadt die Zentralen Cacheuta und Godoy Cruz einbezogen worden, welche, obgleich politisch nicht zu dem betreffenden Stadtbezirk gehörig, doch größtenteils ihren Strom an das städtische Versorgungsgebiet liefern.

Eine besondere Stellung in Zahlentafel 4 nehmen die Ortschaften Comodoro Rivadavia und Mar del Plata ein, da sich der Bestand an Zentralen erster Kategorie in diesen an und für sich kleinen und dünnbesiedelten Ortschaften nur durch spezielle Umstände erklärt. (Das Kraftwerk von Comodoro Rivadavia liefert Strom für die Ölindustrie, Mar del Plata ist der bedeutendste Badeort.)

4. Zentralen zweiter Kategorie

In Zahlentafel 5 erscheinen die Kraftwerke zweiter Kategorie sämtlicher Provinzen und Territorien der Republik, unter welchen in bezug auf den prozentualen Anteil an der Anzahl der installatorischen Aggregate und verfügbaren Gesamtleistung der Elektrizitätswerke die Provinzen Buenos Aires, Córdoba und Santa Fé an erster Stelle erscheinen. Wie ersichtlich, handelt es sich in der Mehrzahl um Kraftwerke geringer Größe mit einer Mittelleistung pro Werk von ca. 220 kW (siehe Zahlentafel 7) und einer durchschnittlichen Leistung pro Aggregat von 73 kW. Durchschnittlich verfügen die Zentralen zweiter Kategorie über 3 Aggregate, doch bestehen, was aus vorliegender Tafel nicht hervorgeht, eine große Anzahl von Werken mit nur 1 Aggregat, während es andererseits eine ganze Anzahl von Zentralen mit mehr als 4 Maschinen gibt. Ersteres erklärt sich dadurch, daß viele Werke mit verhältnismäßig kurzer täglicher Betriebsdauer arbeiten (8 bis 10 h), wodurch eine Reservemaschine nicht unbedingt erforderlich erscheint,

Zahlentafel 5. Versorgungsgebiet mit Zentralen zweiter Kategorie mit weniger als 2000 kW verfügbarer Leistung

Gebiet	Anzahl der Elektrizitätswerke	Anzahl der installierten Aggregate	Verfügbare Leistung	Durchschnittliche Leistung pro Aggregat	Durchschnittliche Anzahl der Aggregate pro Werk	Prozentualer Anteil an der Gesamtzahl der Werke	Prozentualer Anteil an der Gesamtanzahl der installierten Aggregate	Prozentualer Anteil an der verfügbaren Gesamtleistung
				kW	kW	%	%	%
Provinz Buenos Aires .	146	380	32227	85	3	29,50	33,80	39,25
Provinz Catamarca....	1	6	770	128	6	0,20	0,54	0,94
Provinz Córdoba	105	212	11655	55	2	21,30	18,91	14,20
Provinz Corrientes	10	25	2545	102	3	2,03	2,23	3,10
Provinz Entre Rios ...	34	91	9649	106	3	6,90	8,12	11,07
Provinz Jujuy	8	22	2387	108	3	1,62	1,96	2,89
Provinz La Rioja	3	5	557	111	2	0,61	0,45	0,68
Provinz Mendoza	7	17	2039	120	2	1,42	1,52	2,48
Provinz Salta	13	24	1629	68	2	2,64	2,14	1,99
Provinz San Juan	1	2	65	33	2	0,20	0,18	0,08
Provinz San Luis	4	13	1103	85	3	0,81	1,16	1,34
Provinz Santa Fé.....	94	186	8804	47	2	19,09	16,60	10,32
Provinz S. del Estero .	7	14	2191	156	2	1,42	1,25	2,77
Provinz Tucumán	9	17	502	30	2	1,82	1,52	0,61
Territorium Chaco	6	14	1998	141	2	1,22	1,25	2,33
Territorium Chubút ...	3	8	341	43	3	0,61	0,71	0,41
Territorium Formosa ..	1	5	340	68	5	0,20	0,45	0,41
Territorium La Pampa	25	44	1616	37	2	5,08	3,92	1,96
Territorium Misiones ..	2	7	523	75	3	0,41	0,62	0,64
Territorium Neuquén .	5	7	174	25	1	1,01	0,62	0,21
Territorium Rio Negro	4	9	370	41	2	0,81	0,80	0,45
Territorium Santa Cruz	5	13	628	48	3	1,01	1,16	0,77
Insgesamt:	493	1121	82023			100,0	100,0	100,0
Gesamtdurchschnitt:				73	3			

Zahlentafel 6. Verfügbare Leistung in den Zentralen erster Kategorie im Verhältnis zur Einwohnerzahl der Versorgungsgebiete

Ortschaft	Einwohnerzahl	Im Mittel verfügbare Leistung pro Werk	Im Mittel verfügbare Leistung pro Einwohner
		kW	
Buenos Aires	2700000	39682	161,5
Bahia Blanca.........	95000	5000	52,6
La Plata	169678	10706	63,2
Córdoba	204000	4500	87,5
Mendoza	211800	2240	62,7
Rosario	410000	38867	95,0
Santa Fé	108847	2297	42,3
Tucumán	122746	2222	54,3
Insgesamt:	4022071		
Gesamtdurchschnitt:		17200	133,0
Besonders aufzuführen			
Comodoro Rivadavia ..	4875	5850	2500,0
Mar del Plata	43008	2156	150,4
San Juan	50000	1580	95,0

während andererseits die vornehmlich in den Kriegs- und Nachkriegsjahren bestehenden Schwierigkeiten, überhaupt Maschinen zu bekommen, zu einem stufenweisen Ausbau der Werke gezwungen haben,

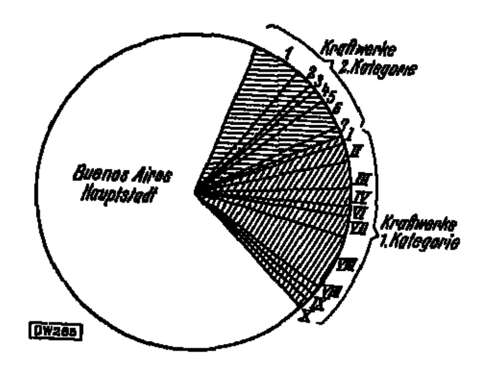


Abb. 2. *Werke 1. Kategorie.*
I. Bahia Blanca
II. Comodoro Rivadavia
III. Córdoba
IV. La Plata
V. Mar del Plata
VI. Mendoza
VII. Rosario
VIII. San Juan
IX. Santa Fé
X. Tucumán

Werke 2. Kategorie.
1. Prov. Buenos Aires
2. Prov. Córdoba
3. Prov. Mendoza
4. Prov. Santa Fé
5. Prov. Tucumán
6. 9 Provinzen
7. Territorien

so daß am Schlusse eine verhältnismäßig große Anzahl von Aggregaten in einem Werk den Dienst versahen.

Abb. 2 veranschaulicht, in welchen Verhältnissen die Zentralen von

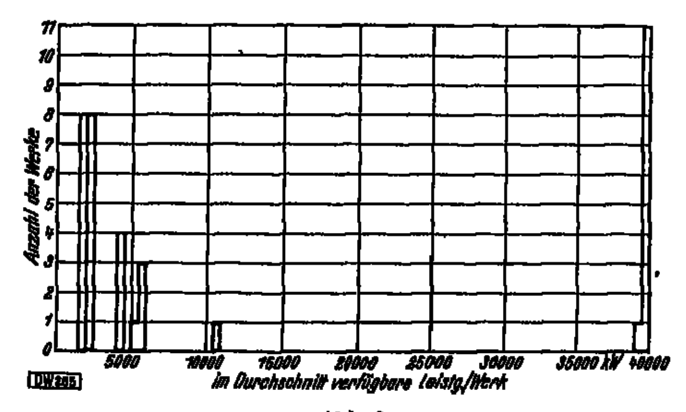


Abb. 3.

Buenos Aires-Hauptstadt und die der ersten und zweiten Kategorie an der Gesamtstromlieferung beteiligt sind, und gibt in besonders übersichtlicher Weise ein Bild der absoluten Vorherrschaft von Buenos Aires-Hauptstadt in dieser Beziehung.

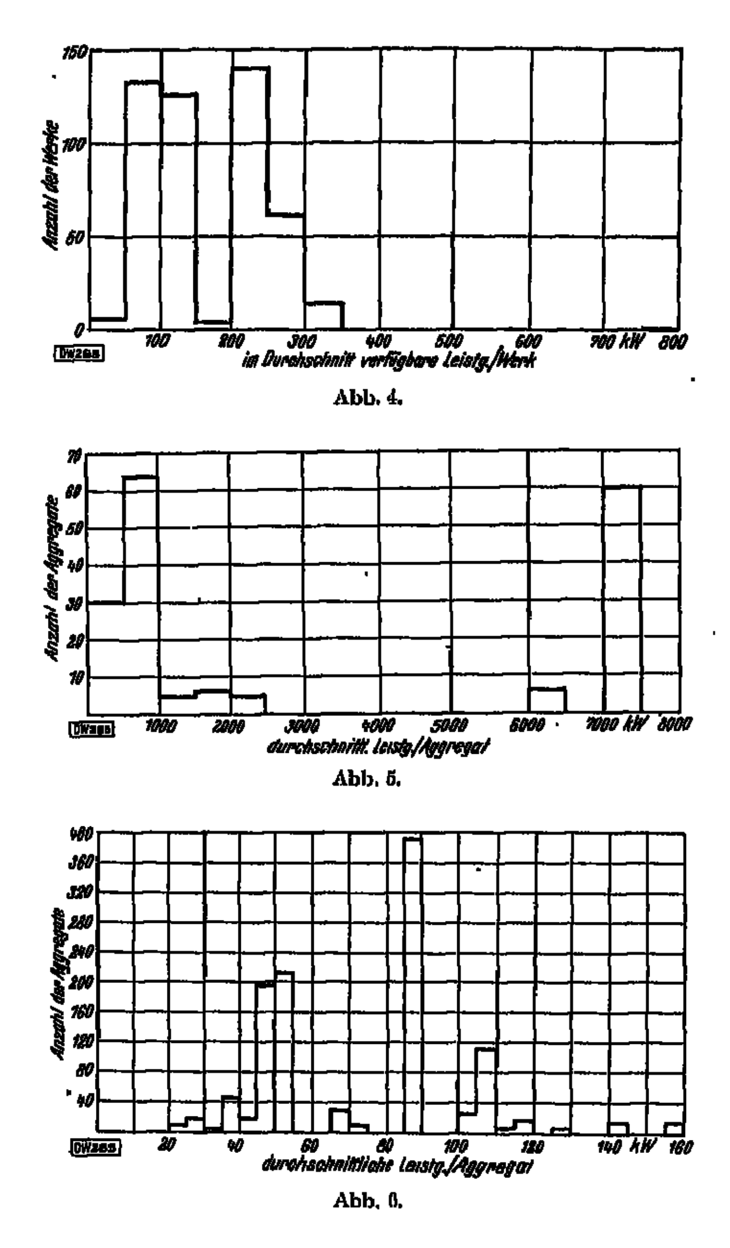


Abb. 4.

Abb. 5.

Abb. 6.

Die Abb. 3 und 4 einerseits und 5 und 6 andererseits vermitteln ein Bild der *im Durchschnitt* verfügbaren Leistung pro Werk für die Zentralen erster und zweiter Kategorie bzw. der *durchschnittlichen* Leistung pro Aggregat, ebenfalls der Zentralen erster und zweiter Kategorie. Die dazugehörigen ziffermäßigen Angaben finden sich in den Zahlen-

tafeln 6, zweite Spalte, Zahlentafel 7, vierte Spalte, und Zahlentafel 4 und 5, vierte Spalte.

In bezug auf die in den Zentralen erster Kategorie verfügbare Leistung geht aus Abb. 3 hervor. daß die größte Anzahl der Werke im Durchschnitt über ca. 40000 kW verfügt, die Mittelstufen von 20000 und 30000 kW gar nicht vertreten sind, dagegen Werke mit einer durchschnittlichen Leistungsfähigkeit von 2000 bis 5000 kW am häufigsten sind.

Hinsichtlich der Zentralen zweiter Kategorie (Abb. 4) ergeben sich 2 Hauptgruppen, nämlich solche Werke mit einer verfügbaren Leistung von 50 bis 150 kW und solche mit 200 bis 250 kW. Die Stufen von 400 bis 700 kW sind überhaupt nicht vertreten, während eine nur geringe Anzahl über durchschnittlich ca. 800 kW verfügt.

Aus Abb. 5 und 6 lassen sich die Verhältnisse in bezug auf die durchschnittliche Leistung der installierten Aggregate erkennen. Abb. 5 ergibt für die Zentralen erster Kategorie die größte Anzahl von Aggregaten mit einer durchschnittlichen Leistung von ca. 1000 kW, Fehlen von Mittelleistungen 3000 bis 6000 kW und erst wieder eine beachtliche Anzahl von Aggregaten mit 7000 kW und mehr Nennleistung.

Abb. 6 veranschaulicht die vorzugsweise Installation von Aggregaten in den Leistungsstufen von ca. 50 kW, 90 kW und 110 kW, in den Zentralen zweiter Kategorie, wie sich ja auch logischerweise je nach der Vorsehung von 1 oder 2 Reserveaggregaten daraus ergibt, daß die durchschnittliche gesamte verfügbare Leistung pro Werk bei 220 kW liegt (siehe Zahlentafel 7).

C. Die verfügbare Leistung in den Kraftwerken im Verhältnis zur Ausdehnung und Einwohnerzahl des Versorgungsgebietes

Eine wichtige Verhältniszahl ist die in den einzelnen Stromversorgungsgebieten auf deren Oberflächeneinheit und den Einwohner bezogene verfügbare Leistung der dort vorhandenen Elektrizitätswerke, da aus diesen Verhältnisziffern nicht nur Rückschlüsse auf die Prosperität des in Frage stehenden Gebietes abgeleitet werden können, sondern dieselben auch die Unterlagen für die Neuprojektierung von Werken abgeben können. Es erweist sich in vorliegendem Falle jedoch als äußerst schwierig, die jeweilige Einwohnerzahl des *Versorgungsgebietes* ziffernmäßig zu erfassen, da seit der letzten Volkszählung vom Jahre 1914 keine offiziellen statistischen Angaben vorliegen. Es sind daher durchgehend die Angaben über die Bevölkerungszahl der „Guia Kraft" vom Jahre 1927 zugrunde gelegt worden, welche ihrerseits auf der Volkszählung vom Jahre 1914 fußen und auf das Jahr 1927 berechnet worden sind. Es muß ausdrücklich darauf hingewiesen werden, daß diese Angaben nicht in allen Fällen durchaus zuverlässig sind. Da jedoch in den Zahlentafeln die Bevölkerungsziffern für jeden Fall ausdrücklich angegeben wurden, wird es leicht sein, die daraus abgeleiteten Verhältniszahlen in einer späteren Statistik zu berichtigen und zu ergänzen.

Zahlentafel 6, Spalte 3, gibt die im Mittel verfügbare Leistung der Zentralen erster Kategorie in Watt pro Einwohner an. Besonders auf geführt wurden die Zentralen von Comodoro Rivadavia und Mar del Plata aus obenerwähnten Gründen, ebenso die Kraftwerke von San Juan. In bezug auf letztere ergibt sich die Zweckmäßigkeit einer gesonderten Angabe, da die Kraftwerke von San Juan ihren Strom zum sehr großen Teil an die dortige Weinbauindustrie abgeben und daher die Ziffer, welche die verfügbare Leistung pro Einwohner angibt, ebenso wie die der Kraftwerke von Comodoro Rivadavia und Mar del Plata keine Vergleichsmöglichkeit mit denen der übrigen Zentralen erster Kategorie bietet.

Aus der Zahlentafel ergibt sich als ganz besonders bemerkenswert die Sonderstellzng von Buenos Aires-Hauptstadt mit 161,5 Watt verfügbarer Leistung pro Einwohner. Niebuhr ermittelt in seinem Werk „Las Centrales Eléctricas de la República Argentina" auf Grund der Statistik von 1921, nur 81 Watt pro Einwohner für Buenos Aires, so daß sich demnach in den nachfolgenden 6 Jahren die Ziffer um das Doppelte erhöht hätte. Man kann eine Erklärung für den rapiden Anstieg darin erblicken, daß einmal dem wachsenden Strombedarf der Bevölkerung (Einführung der elektrischen Haushaltungsgeräte, Zunahme der Lichtreklamen usw.) Rechnung getragen wurde, wie auch die in den Elektrizitätswerken vorliegenden Projekte zur Stromversorgung weiterer Überlandsgebiete eine Rolle bei dem Ausbau der Werke gespielt haben werden.

Die Ziffern für die übrigen Zentralen erster Kategorie weisen keine allzu großen Abweichungen voneinander auf, so daß die Aufstellung der Zahlentafel in dieser Form richtig sein dürfte. Die Änderungen, die sich beim Vergleich mit der von Niebuhr auf Grund der Statistik von 1921 aufgestellten Tabelle, welche nachstehend wiedergegeben ist, er-

Ortschaft	Inst. Leistung	Versorgte Einwohnerzahl	W pro Einwohner
Buenos Aires-Hauptstadt	162500	2000000	81
Rosario	19000	235600	81
Córdoba	12018	145000	83
La Plata.....................	10800	135000	80
Tucumán	6030	91300	66
Bahia Blanca	5000	75000	67
Santa Fé	4400	74000	58
Mendoza	3730	62000	60

geben, dürften sich einerseits (für Córdoba und Rosario) auf den unterdessen erfolgten Ausbau der Zentralen zurückzuführen lassen, andererseits jedoch durch die angewachsene Bevölkerungszahl bei gleichbleibender oder wenig größerer verfügbarer Leistung der Zentralen gerechtfertigt erscheinen.

2. Zentralen zweiter Kategorie

Zahlentafel 7 ergibt für die einzelnen Provinzen gleichfalls die im Mittel verfügbare Leistung der Zentralen zweiter Kategorie in Watt pro Einwohner an und ist gegenüber Zahlentafel 6 noch ergänzt durch die Feststellung der im Mittel verfügbaren Leistung der Zentralen pro Quadratkilometer Fläche der Versorgungsgebiete. Besonders aufge-

Zahlentafel 7. Verfügbare Leistung in den Zentralen zweiter Kategorie im Verhältnis zur Ausdehnung und Einwohnerzahl des Versorgungsgebietes

Gebiet	Einwohnerzahl	Flächeninhalt	Bevölkerungsdichte	Im Mittel verfügbare Leistung pro Werk	Im Mittel verfügbare Leistung pro km² Flächeninhalt	Im Mittel verfügbare Leistung pro Einwohner
		km²		kW	W	W
Provinz Buenos Aires	1800000	354770	5,00	220	91,00	17,90
Provinz Catamarca.......	100459	78102	1,37	770	0,86	7,25
Provinz Córdoba	610743	168152	3,67	111	69,30	18,90
Provinz Corrientes	360570	88001	4,13	254,5	28,00	6,95
Provinz Entre Rios	621799	75759	8,20	284	127,40	15,30
Provinz La Rioja	84500	85402	0,99	186	6,50	6,60
Provinz Mendoza	200488	106905	1,74	292	12,20	6,90
Provinz Salta	161768	126577	1,28	125	12,90	10,60
Provinz San Luis	150302	76923	1,96	226	14,40	7,35
Provinz Santa Fé........	489670	134827	3,63	94	65,40	18,00
Territorium Chaco	132000	136000	0,97	319	14,00	14,40
Territorium Chubút	25243	225723	0,11	114	1,51	11,50
Territorium Formosa	55000	99000	0,56	340	3,44	6,20
Territorium La Pampa ...	199162	144183	1,38	65	11,20	8,12
Territorium Misiones	53563	29800	1,80	262	17,50	9,75
Territorium Neuquen	28866	94464	0,31	35	1,84	6,02
Territorium Rio Negro ...	46602	201010	0,23	92	1,84	7,95
Insgesamt:	5228641	2280648				
Gesamtdurchschnitt:			2,32	220	33,55	14,70
Besonders aufzuführen						
Provinz Jujuy	83200	48207	1,92	298	55,20	28,70
Provinz San Juan	79000	80000	0,995	65	0,82	0,82
Provinz S. del Estero	113960	145600	0,78	313	15,00	19,25
Provinz Tucumán	315417	27000	11,70	56	18,60	1,59
Territorium Sta. Cruz	17925	243336	0,07	126	2,58	35,00

führt wurden die Provinzen Jujuy, San Juan, Santiago del Estero, Tucumán und das Territorium Santa Cruz. Ähnlich wie bei einigen Zentralen erster Kategorie liegen auch für die Werke in diesen Provinzen besondere Verhältnisse vor. Die Kraftwerke in den Provinzen Jujuy, Santiago del Estero und Santa Cruz liefern den Strom vornehmlich an die dort ansässigen Industrien; doch sind in den Versorgungsgebieten verhältnismäßig wenig Einwohner ansässig. Umgekehrt wird ein unverhältnismäßig großer Teil der Einwohner der Provinzen San

Juan und Tucumán von den dortigen Zentralen erster Kategorie versorgt, so daß es erscheinen will, als ob die übrigen wenigen Zentralen zweiter Kategorie zur Deckung des Strombedarfs der Bevölkerung nicht hinreichend wären. Eine Feststellung der tatsächlichen Verhältnisse muß bei genauerer Erfassung der wirklichen Bevölkerungsziffern einer späteren Statistik vorbehalten bleiben.

Von den übrigen Versorgungsgebieten stehen die blühenden Provinzen Buenos Aires, Córdoba, Entre Rios und Santa Fé in bezug auf die auf den Einwohner entfallende verfügbare Leistung der Zentralen ebenso wie auch hinsichtlich der Leistung pro Quadratkilometer Fläche logischerweise an erster Stelle.

Die Bevölkerungsdichte ist besonders in dieser Zahlentafel, Spalte 3, angegeben worden, und geht aus dem Vergleich dieser Ziffern mit der spezifischen Leistung der Werke in Watt pro Einwohner der Versorgungsgebiete die bekannte Tatsache eines größeren Bedarfs der Bevölkerung an elektrischem Strom bei größerer Bevölkerungsdichte hervor.

Der sämtliche Provinzen umfassende Durchschnitt der auf den Kopf der Bevölkerung entfallenden Leistung wurde mit 14,7 W pro Einwohner ermittelt. Niebuhr erhält nach der Statistik vom Jahre 1921 die beträchtlich größere Ziffer von 26,4 W pro Einwohner. Der scheinbare Widerspruch findet jedoch eine plausible Erklärung in dem Umstand, daß in der vorliegenden Bearbeitung jeweils die gesamte Bevölkerung der betreffenden Provinz als versorgt angenommen wird — eine Unterstellung, welche natürlich mit den tatsächlichen Verhältnissen nicht übereinstimmen wird, jedoch aus Mangel an öffentlichen Unterlagen für die Bevölkerungszahl der wirklichen Versorgungsgebiete, um überhaupt zu einer Vergleichsmöglichkeit zu gelangen, akzeptiert werden mußte, — während Niebuhr, allerdings nur für 191 Zentralen, die tatsächliche Einwohnerzahl der Versorgungsgebiete nach der Volkszählung von 1914 zugrunde legt.

Der aus der Differenz der beiden Ziffern von 14,7 und 26,4 mögliche Rückschluß auf die Bevölkerungszahl, die gar nicht mit Strom versorgt ist, darf jedoch nur mit dem Vorbehalt gezogen werden, daß die auf Grund der Statistik von 1921 ermittelte Ziffer von 26,4 unterdessen keine große Veränderung erfahren hat und die in vorliegender Bearbeitung zugrunde gelegten Bevölkerungszahlen einigermaßen der Wirklichkeit nahe kommen.

Abb. 7 und 8 sollen einen Überblick über die geographische Lage der in den verschiedenen Zahlentafeln aufgeführten Versorgungsgebiete bzw. Provinzen der Republik ermöglichen. In Abb. 7 ist die Dichte der Stromversorgung in bezug auf die Bevölkerung angegeben bei gleichzeitiger graphischer Darstellung der in den größeren Ortschaften auf den Kopf der Einwohner entfallenden verfügbaren Leistung der Zentralen erster Kategorie. Das Zentrum der größten Dichte liegt, wie schon weiter oben erwähnt, in den Provinzen Buenos Aires, Córdoba, Entre Rios und Santa Fé, während für Tucumán und Santa Cruz die speziellen, im früheren gekennzeichneten Verhältnisse zu berücksichtigen sind.

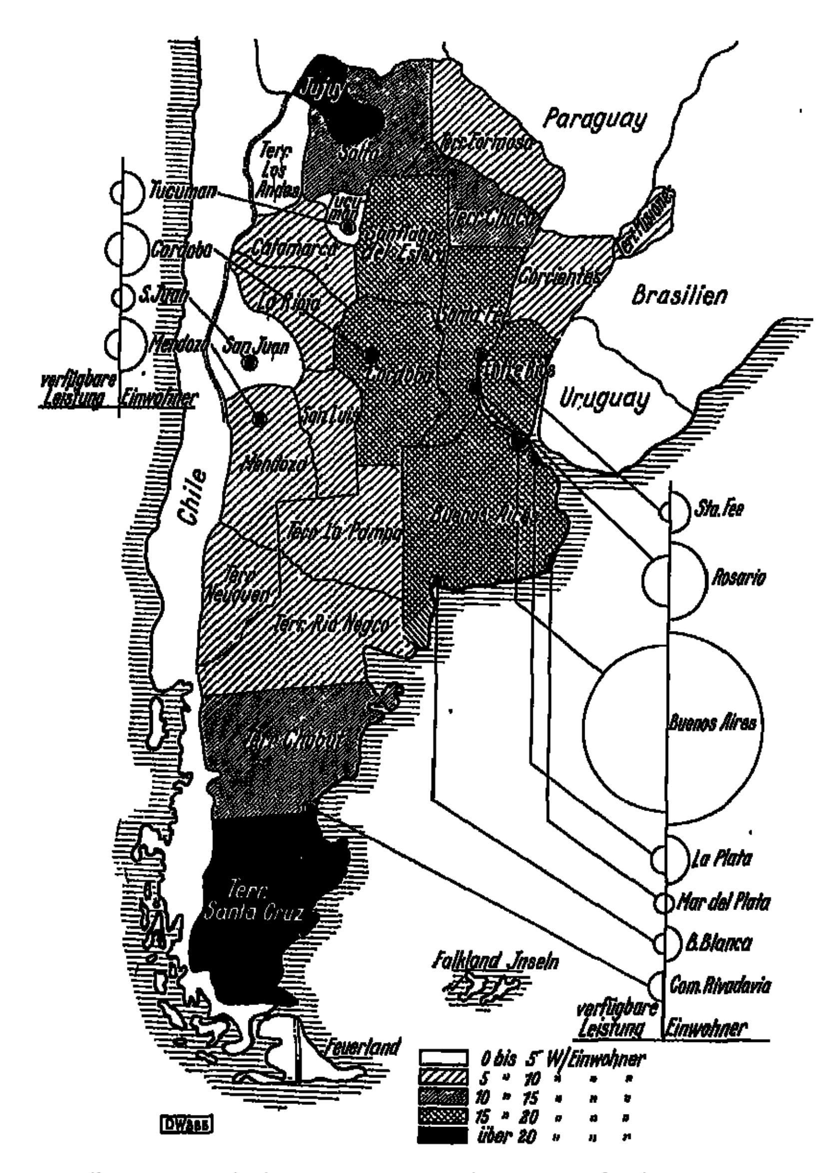


Abb. 7. Im Mittel verfügbare Leistung pro Einwohner in den Zentralen der einzelnen Versorgungsgebiete.

Aus Abb. 8 läßt sich die Dichte der Stromversorgung in bezug auf die Oberflächeneinheit der einzelnen Provinzen erkennen, und liegt auch hier das Zentrum in den Provinzen Buenos Aires, Córdoba, Entre Rios und Santa Fé.

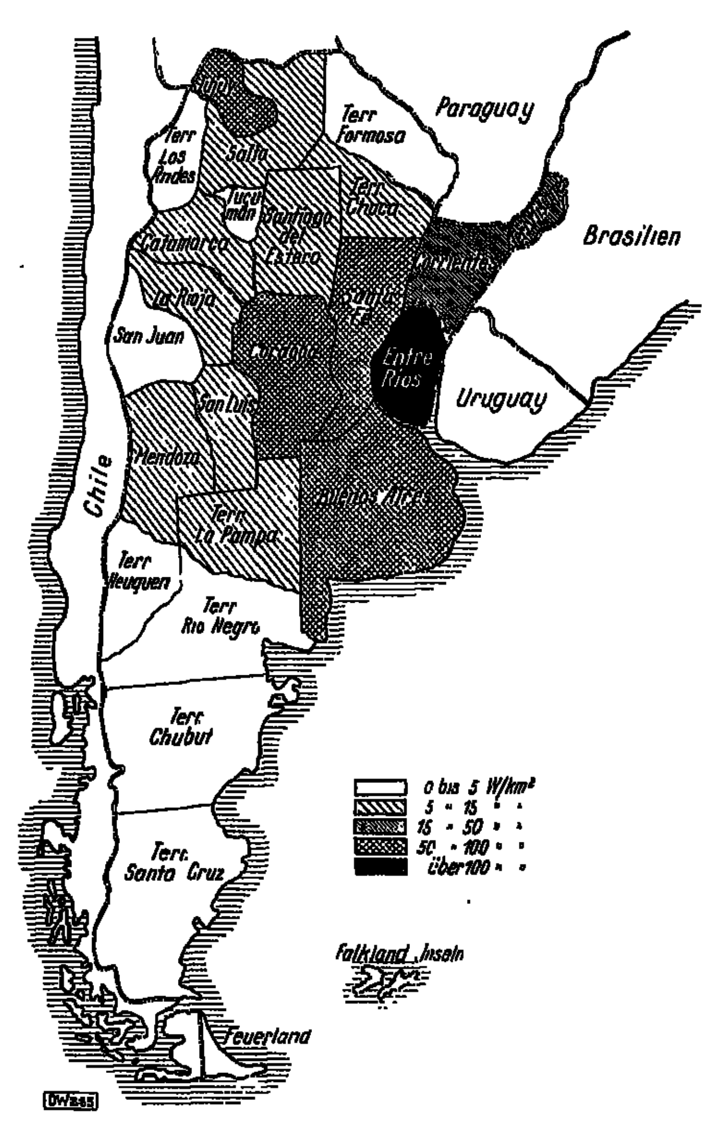


Abb. 8. Im Mittel verfügbare Leistung pro km² Fläche der einzelnen Versorgun gebiete.

D. Klassifizierung der Antriebsmaschinen nach ihrer Gattung

In den argentinischen elektrischen Zentralen versehen Antriel maschinen verschiedentlichster Gattung den Dienst. Es ist vom tec nischen wie auch wirtschaftlichen Gesichtspunkt aus interessant, fe zustellen, in welchem Maße die verschiedenen Arten von Antriel

maschinen zur Verwendung gelangen, und sollen daher im nachfolgenden diese Verhältnisse des näheren nach den Zahlentafeln 8 und 9 untersucht werden.

Die in den elektrischen Zentralen installierten Antriebsmaschinen unterscheiden sich nach ihrer Gattung in:

1. *Ölmaschinen:* Dieselmotoren und Semi-Dieselmotor. (Brennstoff: Gasöl, Rohöl und deren Destillationsrückstände.)
2. *Gasmaschinen.* (Brennstoff: Holz, Holz- und Steinkohle.)
3. *Dampfmaschinen:* Kolbendampfmaschinen (ortfeste und Lokomobilen) und Turbinen.
4. *Wasserkraftmaschinen:* Francis-, Pelton-Turbinen und Wasserräder.
5. *Explosionsmotore.* (Brennstoff: Naphtha, Benzin und Benzol.)

1. Zentralen erster Kategorie

In Zahlentafel 8 ist für jede Ortschaft mit Zentralen erster Kategorie deren Anzahl, die Anzahl der installierten Antriebsmaschinen und deren verfügbare Gesamtleistung angegeben. Aus den Endziffern ergibt sich die unbestrittene Vorherrschaft der Dampfmaschinen mit einem Anteil von 91,4 % an der gesamten Antriebsleistung in sämtlichen Werken erster Kategorie und einen Anteil von 40,6 % bzw. 48,3 % an der Gesamtziffer sämtlicher Werke bzw. installierten Antriebsmaschinen. Die Ölmaschine ist am wenigsten vertreten und dient als Reserve bzw. Spitzenlastmaschine.

Die Wasserkraftmaschine findet nur in einigen Zentralen im Innern des Landes, nämlich den Werken von Córdoba, Mendoza und Tucumán, Verwendung.

In bezug auf die durchschnittliche Antriebsleistung der Einheit steht die Dampfmaschine auch an erster Stelle mit 9070 PS pro Maschine. Es folgt die Wasserkraftmaschine mit 1940 PS Antriebsleistung pro Einheit.

2. Zentralen zweiter Kategorie

Vollkommen anders liegen die Verhältnisse in den elektrischen Zentralen zweiter Kategorie. In diesen sind die Ölmaschinen sowohl in bezug auf die Antriebsleistung mit 60,75 % als auch hinsichtlich der Anzahl der Maschinen mit 75,73 % Anteil an den entsprechenden Gesamtziffern überlegen. Die Dampfmaschine mit einem Anteil von 28,6 % an der verfügbaren Gesamtantriebsleistung und 13,3 % an der Gesamtanzahl der Maschinen nimmt den zweiten Platz ein, obgleich sie an erster Stelle in bezug auf die durchschnittliche Leistung pro Einheit mit 185 PS steht. Die Wasserkraftmaschinen kommen nur in einigen Zentralen im Innern des Landes zur Geltung, jedoch als größere Einheiten mit einer Durchschnittsleistung von 184 PS. Mit ungefähr gleicher durchschnittlicher Leistung pro Einheit wie die Ölmaschine erscheint die Gasmaschine, jedoch mit einem sehr viel geringeren Anteil an der Gesamtleistung und Anzahl. Die Verwendung von Explosions- (Naphtha-) Motoren ist verschwindend gering.

Zahlentafel 8. Spezifikation der Antriebsmaschinen in den Zentralen erster Kategorie nach ihrer Gattung

Ortschaft	Art der Antriebsmaschine									Verschiedene Antriebsmaschinen								
	Ölmaschinen			Dampfmaschinen			Wasserkraftmaschinen			Dampf- und Ölmaschinen			Öl- und Wasserkraftmaschinen			Dampf- und Wasserkraftmaschinen		
	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung
			PS			PS			PS			PS			PS			PS
Buenos Aires	4	11	8250	7	49	655225	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bahia Blanca	—	—	—	1	5	7500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Com. Rivadavia	1	3	768	1	3	16800	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Córdoba	—	—	—	1	5	9150	2	7	13300	—	—	—	—	—	—	—	—	—
La Plata	—	—	—	1	5	16000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	6	4430
Mar del Plata	2	9	6928	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mendoza	—	—	—	—	—	—	2	5	10375	1	5	2775	—	—	—	—	—	—
Rosario	—	—	—	1	6	58300	—	—	—	2	11	5830	2	9	3970	—	—	—
San Juan	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Santa Fé	—	—	—	2	8	6890	—	—	—	1	6	1380	2	10	5730	—	—	—
Tucumán	—	—	—	1	4	1675	1	3	5400	1	6	2925	—	—	—	—	—	—
Insgesamt:	7	23	15946	15	85	771540	5	15	29075	5	28	12910	4	19	9700	1	6	4430
Anteil an der Gesamtanzahl in %	18,9	13,1	1,89	40,6	48,3	91,4	13,5	8,5	3,45	13,5	15,9	1,53	10,8	10,8	1,2	2,7	3,4	0.53
Gesamtdurchschnittsleistung pro Maschine			694			9070			1940			462			510			738

Zahlentafel 9. Spezifikation der Antriebsmaschinen in den Zentralen zweiter Kategorie nach ihrer Gattung

Art der Antriebsmaschine	Ölmaschinen			Gasmaschinen			Dampfmaschinen			Wasserkraftmaschinen			Explosionsmotoren		
Gebiet	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Durchschn. Leistung pro Masch.	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Durchschn. Leistung pro Masch.	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Durchschn. Leistung pro Masch.	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Durchschn. Leistung pro Masch.	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Durchschn. Leistung pro Masch.
		PS	PS		PS	PS		PS	PS		PS	PS		PS	PS
Provinz Buenos Aires	326	40406	124	19	1665	88	33	6284	190	—	—	—	2	52	26
Provinz Catamarca	1	150	150	—	—	—	2	480	240	3	525	175	—	—	—
Provinz Córdoba	165	11231	68	17	936	55	20	3461	173	10	1350	135	—	—	—
Provinz Corrientes	14	1542	110	3	384	128	8	1900	240	—	—	—	—	—	—
Provinz Entre Rios	51	6237	122	21	3242	154	19	4985	262	—	—	—	—	—	—
Provinz Jujuy	8	482	60	—	—	—	10	2473	247	4	626	156	—	—	—
Provinz La Rioja	1	82	82	—	—	—	2	253	127	2	500	250	—	—	—
Provinz Mendoza	10	812	81,2	1	170	170	1	110	110	5	1945	389	—	—	—
Provinz Salta	10	560	56	3	167	56	11	1717	156	—	—	—	—	—	—
Provinz San Juan	2	98	49	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provinz San Luis	5	595	119	—	—	—	8	1060	130	—	—	—	—	—	—
Provinz Santa Fé	156	9586	61,4	15	900	60	11	1565	142	4	870	219	—	—	—
Provinz Sgo. del Estere	10	1446	145	1	40	40	3	1800	600	—	—	—	—	—	—
Provinz Tucumán	11	520	47	2	27	14	4	207	52	—	—	—	—	—	—
Territorium Chaco	7	2225	318	3	175	58	4	443	111	—	—	—	—	—	—
Territorium Chubút	8	511	64	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Territorium Formosa	—	—	—	1	200	200	4	310	80	—	—	—	—	—	—
Territorium La Pampa	35	1843	56	2	145	72	7	436	62	—	—	—	—	—	—
Territorium Misiones	4	572	143	1	30	30	2	180	90	—	—	—	—	—	—
Territorium Neuquen	3	169	56	—	—	—	—	—	—	4	92	23	—	—	—
Territorium Rio Negro	9	556	62	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Territorium Santa Cruz	13	942	72	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Insgesamt	849	79970		89	8081		149	27664		32	5908		2	52	
Anzahl an der Gesamtanzahl in %	75,73	60,75		7,94	6,13		13,30	28,60		2,85	4,48		0,18	0,04	
Gesamtdurchschnittsleistung pro Maschine			94			91			185			184			26

Zahlentafel 10. Spezifikation der Zentralen zweiter Kategorie nach der Gattung der Antriebsmaschinen

Gebiet	Anzahl der Werke mit				Ölmaschinen mit				Dampfmaschinen mit	
	Öl-maschinen	Gas-maschinen	Dampf-maschinen	Wasser-kraft-maschinen	Dampf-maschinen	Gas-maschinen	Explosions-maschinen	Dampf- und Gas-maschinen	Wasser-kraft-maschinen	Gas-maschinen
Provinz Buenos Aires .	114	—	5	—	14	11	2	—	—	—
Provinz Catamarca ...	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—
Provinz Córdoba	79	4	5	4	7	5	—	—	1	—
Provinz Corrientes	5	—	2	—	1	1	—	—	—	1
Provinz Entre Rios ...	16	6	3	—	4	3	—	1	—	1
Provinz Jujuy	3	—	2	—	1	—	—	—	2	—
Provinz La Rioja	1	—	1	1	—	—	—	—	—	—
Provinz Mendoza	4	—	—	3	—	—	—	1	—	—
Provinz Salta	7	1	3	—	—	—	—	2	—	—
Provinz San Juan	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Provinz San Luis	2	—	1	—	1	—	—	—	—	—
Provinz Santa Fé	75	3	2	1	8	4	—	—	—	—
Provinz Sgo. del Estero	5	—	1	—	—	1	—	—	—	—
Provinz Tucumán	4	1	1	—	3	—	—	—	—	—
Territorium Chaco	2	1	2	—	1	—	—	—	—	—
Territorium Chubút ...	3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Territorium Formosa .	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—
Territorium La Pampa	20	1	1	—	2	—	—	1	—	—
Territorium Misiones ..	—	—	—	—	1	1	—	—	—	—
Territorium Neuquen .	2	—	—	3	—	—	—	—	—	—
Territorium Rio Negro	4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Territorium Santa Cruz	5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Insgesamt:	352	17	29	12	45	26	2	5	3	2

Zahlentafel 11. Die Erzeugung von Gleich- und Wechselstrom in den Ortschaften mit Zentralen erster Kategorie

Ortschaft	Gleichstrom						Drehstrom			Gleich- und Drehstrom		
	Zweileiter			Dreileiter								
	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung kW	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung kW	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung kW	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung kW
Buenos Aires	3	15	8740	4	11	5500	4	34	422250	—	—	—
Bahia Blanca	—	—	—	—	—	—	1	5	5000	—	—	—
Com. Rivadavia ..	—	—	—	1	3	1653	3	15	10255	—	—	—
La Plata	—	—	—	—	—	—	1	5	10707	—	—	—
Mar del Plata	—	—	—	—	—	—	1	5	1850	2	9	4619
Mendoza	—	—	—	—	—	—	6	25	13450	—	—	—
Rosario	—	—	—	—	—	—	1	6	38807	—	—	—
San Juan	—	—	—	—	—	—	3	16	4740	—	—	—
Santa Fé.........	—	—	—	2	8	4593	—	—	—	—	—	—
Tucumán	—	—	—	2	10	3067	1	3	3600	—	—	—
Insgesamt:	3	15	8740	10	35	15325	22	117	527019	2	9	4619
Anteil an d. Gesamtleistung in % ...			1,57			2,76			94,84			0,83
Gesamtdurchschn.-leist. pro Masch.			583			438			4510			513

Bemerkenswert ist, daß nach der Statistik vom Jahre 1921 zwar schon die Ölmaschine in bezug auf die installierte Anzahl führte, jedoch die Dampfmaschine hinsichtlich des Anteils an der Gesamtleistung überlegen war. Das Bild hat sich also unterdessen wesentlich zugunsten der Ölmaschine verschoben.

In Zahlentafel 10 erschienen die Werke zweiter Kategorie in den einzelnen Provinzen klassifiziert nach den Gattungen ihrer Antriebsmaschinen. Die Summierung der einzelnen Spalten ergibt auch hier, daß die weitaus größere Anzahl der Werke mit Ölmaschinen arbeitet, dagegen bemerkenswert viel Zentralen mit Maschinen verschiedener Gattung versehen sind. Eine Norm, nach welcher in den einzelnen Provinzen Werke mit einer besonderen Gattung von Antriebsmaschinen je nach der jeweiligen Konvenienz in der Triebstoffbeschaffung vorwiegen würden, läßt sich jedoch nicht ableiten.

E. Klassifizierung der Kraftwerke nach der Stromart

1. Zentralen erster Kategorie

Die Häufigkeit der Verwendung von Gleich- und Wechselstrom in den Ortschaften mit Zentralen erster Kategorie geht aus Zahlentafel 11 hervor. Wie nicht anders zu erwarten, prädominiert der dreiphasige Wechselstrom in Anbetracht der Möglichkeit, große Strecken mit hochgespanntem Strom zu überbrücken, bei weitem und ist mit 94,84 % an der gesamten Stromerzeugung in den Ortschaften erster Kategorie beteiligt bei einer Durchschnittsleistung von 4510 kW pro Generator. Es ist jedoch an dieser Stelle darauf hinzuweisen, daß nach den Ergebnissen der Zahlentafel 3 ein großer Teil in Gleichstrom verwandelt wird.

Außer in Buenos Aires-Hauptstadt kommt Gleichstrom nur noch in drei Städten im Innern des Landes zur Verwendung, ist jedoch im Total mit nicht mehr als 2,76 % an der Gesamtproduktion beteiligt.

Gleich- und Wechselstrom wird gleichzeitig lediglich in Mar del Plata erzeugt, wofür besondere Umstände maßgebend sind.

2. Zentralen zweiter Kategorie

In Zahlentafel 12 erscheinen die Provinzen mit Stromversorgung durch Zentralen zweiter Kategorie, und man sieht daraus die absolute Vorherrschaft des Dreileiter-Gleichstroms mit 79,3 % Anteil an der gesamten Stromerzeugung. Der Zweileiter-Gleichstrom, meistenteils 220 V Spannung, kommt nur in kleineren Ortschaften zur Verwendung bei einer Durchschnittsleistung von 30 kW pro Maschine gegenüber 72,8 kW Durchschnittsleistung der Dreileiter-Maschinen und 228 kW Durchschnittsleistung der Drehstromgeneratoren. Der Drehstrom selbst ist jedoch nur mit 12,5 % an der gesamten Erzeugung beteiligt, während die gleichzeitige Verwendung von Gleich- und Drehstrom einen verschwindend geringen Prozentsatz der gesamten Produktion ausmacht.

Zahlentafel 12. Die Verwendung von Gleich- und Wechselstrom in den Versorgungsgebieten mit Zentralen zweiter Kategorie

Ortschaft	Gleichstrom						Drehstrom			Gleich- und Drehstrom		
	Zweileiter			Dreileiter								
	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung	Anzahl der Werke	Anzahl der Maschinen	Verfügbare Leistung
			kW			kW			kW			kW
Provinz Buenos Aires	12	27	1 121	130	347	28 502	4	14	2513	—	—	—
Provinz Catamarca ..	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1	6	770
Provinz Córdoba	26	42	1 170	72	150	9 106	5	11	1438	1	3	104
Provinz Corrientes ..	—	—	—	8	20	1 992	—	—	—	2	5	553
Provinz Entre Rios .	6	8	120	27	80	7 720	1	3	1800	—	—	—
Provinz Jujuy	5	10	437	2	9	851	1	3	1100	—	—	—
Provinz La Rioja ...	—	—	—	2	3	223	1	2	333	—	—	—
Provinz Mendoza ...	3	3	87	3	10	672	1	4	1350	—	—	—
Provinz Salta	9	13	325	4	11	1 305	—	—	—	—	—	—
Provinz San Juan ..	—	—	—	1	2	65	—	—	—	—	—	—
Provinz San Luis ...	—	—	—	4	13	1 103	—	—	—	—	—	—
Provinz Santa Fé ...	25	45	1 322	68	138	7 056	1	3	420	—	—	—
Provinz S. del Estero	2	3	67	4	8	924	1	3	1 200	—	—	—
Provinz Tucumán ...	5	9	220	3	7	247	1	1	33	—	—	—
Territorium Chaco ...	2	2	22	3	11	1 806	1	1	80	—	—	—
Territorium Chubút ..	—	—	—	3	8	341	—	—	—	—	—	—
Territorium Formosa	—	—	—	1	5	340	—	—	—	—	—	—
Territorium La Pampa	4	9	272	21	35	1 344	—	—	—	—	—	—
Territorium Misiones .	1	3	68	1	4	453	—	—	—	—	—	—
Territorium Neuquen	1	1	10	4	6	164	—	—	—	—	—	—
Territorium Rio Negro	—	—	—	4	9	309	—	—	—	—	—	—
Territorium Sta. Cruz	—	—	—	5	13	628	—	—	—	—	—	—
Insgesamt:	101	175	5259	370	898	95 301	17	45	10 273	4	14	1 427
Anteil an der Gesamtleistung in %			6,4			79,3			12,5			1,8
Gesamtdurchschnittsleistung pro Masch.			30			72,8			228			102

F. Klassifizierung der Aggregate nach ihrer Herkunft

1. Zentralen erster Kategorie

Die argentinische elektrische Industrie bezieht ihre Maschinen und Materialien ausschließlich von außerhalb, so daß es von Interesse ist, das Verhältnis zu ermitteln, in welchem die einzelnen in Frage kommenden Länder an der Importierung derselben beteiligt sind. Es sollen daher im nachfolgenden die entsprechenden Zahlentafeln 13 und 14 ausgewertet werden.

In Zahlentafel 13 sind die Aggregate, d. h. Antriebsmaschinen und Stromerzeuger, nach ihrer Herkunft klassifiziert. In bezug auf die

Zahlentafel 13. Spezifikation der Maschinen in den Zentralen erster Kategorie nach ihrer Herkunft

Lieferland	Anzahl der installierten Maschinen	Gesamtleistung der installierten Maschinen	Durchschnittliche Leistung pro Maschine	Prozentualer Anteil an der Gesamtanzahl der installierten Maschinen	Prozentualer Anteil an der Gesamtleistung der installierten Maschinen
Antriebsmaschinen					
		PS	PS	%	%
Belgien	12	9238	770	6,81	1,10
Deutschland	38	264215	6950	21,61	31,52
England	49	51783	1056	27,83	6,18
Frankreich	4	38700	9680	2,27	4,61
Italien	31	74720	2410	17,60	8,92
Schweden	3	5400	1800	1,70	0,64
Schweiz	38	393665	10360	21,61	47,01
Vereinigte Staaten	1	175	175	0,57	0,02
Insgesamt:	176	837896		100,00	100,00
Elektr. Stromerzeugungsmaschinen					
		kW	kW	%	%
Belgien	7	3952	565	3,95	0,70
Deutschland	83	355947	4270	47,20	62,00
England	45	65145	1447	25,55	11,78
Schweiz	27	125864	4660	15,34	24,48
Vereinigte Staaten	14	5810	414	7,96	1,04
Insgesamt:	176	556042		100,00	100,00

Zahlentafel 14. Spezifikation der Maschinen in den Zentralen zweiter Kategorie nach ihrer Herkunft

Lieferland	Anzahl der installierten Maschinen	Gesamtleistung der installierten Maschinen	Durchschnittliche Leistung pro Maschine	Prozentualer Anteil an der Gesamtanzahl der installierten Maschinen	Prozentualer Anteil an der Gesamtleistung der installierten Maschinen
Antriebsmaschinen					
		PS	PS	%	%
Belgien	20	7500	375	1,78	6,10
Deutschland	540	51308	95	48,12	40,33
England	289	11276	39	25,82	9,06
Frankreich	8	2990	324	0,71	2,43
Holland	2	1000	500	0,18	0,81
Italien	86	11018	130	7,68	9,32
Österreich	1	50	50	0,09	0,04
Schweden	18	2607	145	1,61	2,11
Schweiz	71	12800	180	6,34	10,37
Vereinigte Staaten	65	20504	315	5,80	16,50
Unbekannt	21	1147	55	1,87	0,93
Insgesamt:	1121	123100		100,00	100,00
Elektr. Stromerzeugungsmaschinen					
		kW	kW	%	%
Belgien	20	5620	281	1,79	6,86
Deutschland	771	53810	70	68,72	65,62
England	89	4238	48	7,95	5,16
Italien	5	564	113	0,45	0,68
Schweden	11	921	84	0,98	1,12
Schweiz	45	7251	161	4,03	8,84
Vereinigte Staaten	98	5167	53	8,75	6,30
Unbekannt	82	4452	54	7,33	5,42
Insgesamt:	1121	82023		100,0	100,00

Antriebsmaschinen ergibt sich, daß England das größere Kontingen von 27,83 % der Gesamtzahl an Maschinen stellt, während Deutschlanc und die Schweiz auf gleicher Stufe mit 21,62 % folgen. Hinsichtlicl der Größe der gelieferten Maschinen steht jedoch die Schweiz mit einen Anteil von 47,01 % bei einer durchschnittlichen Leistung von 10300 PS pro Einheit an erster Stelle. Es folgen Deutschland und in weiten Abstand Italien und England.

Die Verteilung der Stromerzeuger auf die einzelnen Lieferländer geht ebenfalls aus Zahlentafel 13 hervor. Wie ersichtlich, steht Deutschland sowohl in bezug auf den Anteil an der Gesamtlieferung als auch an der Gesamtleistung an erster Stelle, während die Schweiz Maschinen etwas größerer Durchschnittsleistung pro Einheit geliefert hat.

2. Zentralen zweiter Kategorie

Nach Zahlentafel 14 ist die weitaus größere Anzahl der Antriebsmaschinen in den Zentralen zweiter Kategorie wie auch die PS-Zahl derselben von Deutschland geliefert worden. Dagegen stammen die Maschinen durchschnittlich größerer Leistung pro Einheit aus Holland. Nach der Anzahl der gelieferten Maschinen kommt jedoch Holland und Österreich als Lieferant kaum in Betracht.

In einem noch größeren Verhältnis ist Deutschland an der Lieferung von Stromerzeugerm für die Zentralen zweiter Kategorie beteiligt, während aus Belgien, Italien und der Schweiz Generatoren größerer Einheitsleistung stammen.

Summary

In regard to the development, state and productive capacity of the Argentine Power Stations, one of the essential factors necessary for the purpose of establishing the degree of commercial and industrial progress of a country, is the numerical estimation of its requirements and supply of light and electric energy.

This study, based on the information compiled in a Statistical Report of the Power Stations and Sub-stations in the Argentine Republic and edited in the year 1927 by the Argentine Association of Electrical Engineers, endeavours to provide a fairly clear survey as regards the development and state of the Argentine Electrical Supplies.

Methodically summarizing the technical characteristics of the Electrical Power Plants installed, and devoting special interest to the conditions which are specifically Argentine, it has been possible to compile a series of figures referring to the number of existing Power Houses, motive power installed and other important details, in an endeavour to thus arrive at an efficient extract, including the mutual relations between them, such as may assist the World Power Conference in its judgment, necessary for the purpose of establishing the importance of the Argentine Electrical Industry and to fix this country's corresponding place amongst all advanced Nations, as a producer and consumer of energy.

It is expressly stated that this study is limited only to the drawing up of a kind of inventory, giving the productive capacity of the existing Power Houses, but without entering into a consideration of the conditions under which electric energy is supplied and consumed.

The following are the points to be borne in mind in the present study:—

A. *Development of the Power Houses and Sub-stations of the Argentine Republic:—*

1. Summary of previous statistical reports.
2. Graphic demonstration of the development of the number of population provided with electric energy, number of Power Houses installed and available power.

B. *Present state of the Power Houses and Sub-stations:—*

1. Numerical summary of the total number of Power Houses and Sub-stations actually in existence in the Argentine Republic.
2. Compilation of the electric Power Houses according to the Provinces, and second category.

C. *Appreciation of the energy installed, in regard to the number of inhabitants, and extension of the region benefited:—*

1. For cities of the first category.
2. For regions provided for by electric Power Houses of the second category.

D. *Classification of Prime Movers according to the system:—*

1. Within central Power Houses of the first category.
2. Within central Power Houses of the second category.

E. *Classification of Generators of electric energy, according to system:—*

1. Within electric Power Houses of the first category.
2. Within electric Power Houses of the second category.

F. *Classification of electrical groups, according to its respective origin.*

Lettland

Die Elektrizitätsversorgungsmöglichkeiten Lettlands

Lettländisches Nationalkomitee

Ing. O. Leimans

Der Elektrizitätsverbrauch in Lettland ist gegenwärtig verhältnismäßig gering. Dieser geringe Verbrauch ist darauf zurückzuführen, daß ein großer Teil der Geldmittel und der Arbeitskräfte für den Wiederaufbau der während des Weltkrieges und der nachfolgenden Revolution zerstörten Landgebiete verwendet wurde.

Gegenwärtiger Stand der Elektrizitätswirtschaft

In dem 65790 km² großen Lande mit 1860000 Einwohnern wurden im Jahre 1926 insgesamt 45,5 Mill. kWh erzeugt, davon 44,7 Mill. oder 98,2 % in kalorischen und nur 0,8 Mill. (1,8 vH) in Wasserkraftzentralen. Im Betriebe waren 52 öffentliche Elektrizitätswerke mit einer Gesamtleistung von 22750 kW, wovon auf das städtische Kraftwerk in Riga 17000 kW entfielen.

Die obigen 45,5 Mill. kWh sind vorzugsweise für Stadtbedürfnisse erzeugt worden; bloß ein geringer Teil davon ist von der Landbevölkerung verbraucht, wie aus der folgenden Tabelle ersichtlich:

	1926 erzeugt in Mill. kWh	% v. d. Gesamtmenge	Zahl der Einwohner rd	Im Mittel pro Kopf kWh
Riga	37,25	81,9	340000	110,0
Jelgava, Liepāja und Daugavpils insgesamt	6,14	13,5	130000	47,0
Alle übrigen Städte insgesamt	2,00	4,4	175000	11,4
Landbevölkerung	0,11	0,2	1215000	0,09
Zusammen	45,5	100,0	1860000	24,5

Private, hauptsächlich industriellen Unternehmungen gehörende Zentralen haben außerdem ca. 5 Mill. kWh erzeugt, so daß bei einer Gesamterzeugung von rd. 50 Mill. kWh auf jeden Einwohner im Mittel 27 kWh entfallen.

Die letzten Jahre weisen eine starke Entwicklung der Elektrizitätsanwendung nicht nur in den Städten, sondern auch auf dem Lande auf. Die Hauptstadt Riga hat ihr Kraftwerk von 17000 kW im Jahre 1926 auf 35000 kW im Jahre 1929 erweitert, wobei 1928 rd. 57 Mill. kWh

erzeugt worden sind. Die übrigen Städte des Landes erweitern ihre Zentralen oder bauen neue Kraftwerke, mehrere Landgebiete schließen sich den städischen Elektrizitätswerken an oder errichten ihre eigenen, vorzugsweise kleinen Wasserkraftwerke. Hemmend für die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft ist der Mangel an Kapital im Lande und die hohen Zinsen für auswärtiges Kapital.

Elektrizitätswirtschaftsplan und seine Verwirklichung

Um einen planmäßigen Ausbau der Kraftwerke und des Fernleitungsnetzes einzuleiten, faßte das Lettländische Nationalkomitee den Entschluß, einen Elektrizitätsversorgungsplan Lettlands auszuarbeiten, zu welchem Zwecke vorerst der zu erwartende Elektrizitätsverbrauch festgestellt werden mußte. Das Komitee sah vorläufig davon ab, die Frage zu erörtern, ob die Elektrizitätsversorgung mit staatlichen Mitteln ausgeführt werden oder der Staat sich nur mit der Regulierung der elektrischen Bautätigkeit kommunaler Behörden und Privatorganisationen befassen soll. Der vorliegende Bericht stellt einen Auszug aus dem genannten Plan dar. Obwohl die Arbeit noch nicht abgeschlossen ist, hat das Komitee doch für möglich befunden, dem lettländischen Finanzministerium, welches die Aufsicht über den Bau und Betrieb von elektrischen Anlagen hat, vorzuschlagen, vor der Bewilligung staatlicher Kredite für Neubauten und Erweiterungen das Gutachten des Komitees, inwieweit die projektierten Anlagen mit dem Elektrizitätsversorgungsplan übereinstimmen, einzuholen. Dieser Vorschlag ist vom Finanzministerium angenommen worden. Durch die Einholung des Gutachtens des Komitees hat das Finanzministerium die Möglichkeit, über die Planmäßigkeit der projektierten Anlagen zu urteilen und nötigenfalls die ersuchten staatlichen Kredite zu verweigern, denn zur Zeit existieren keine Gesetze, die den Inhaber der elektrischen Anlage zwingen, den Elektrizitätsversorgungsplan zu berücksichtigen.

Zukünftiger Elektrizitätsverbrauch

Alle Anzeichen sprechen dafür, daß nach der endgültigen Behebung der während des Krieges und der Revolution verursachten Zerstörungen das wirtschaftliche Leben im Lande aufblühen wird; im Zusammenhang damit ist auch ein Aufschwung der Elektrizitätswirtschaft zu erwarten. Das Lettländische Nationalkomitee nimmt an, daß die Entwicklung der Elektrizitätsanwendung langsam verlaufen wird, im Schritt mit der Intensität der Landwirtschaft und der Entwicklung der Industrie und des Handels in den Städten. Aus diesem Grunde wird der Elektrizitätsversorgungsplan für eine weitere Zeit, nämlich für das Jahr 1950, aufgestellt. Der um diese Zeit zu erwartende Elektrizitätsverbrauch kann auf Grund: a. des augenblicklichen Standes der Industrie und Landwirtschaft in Lettland, b. ihrer voraussichtlichen Entwicklung und c. des gegenwärtigen Standes der Elektrizitätsanwendung in anderen Ländern bewertet werden.

Für die Berechnung des *Verbrauchs* in den *Städten* können folgende Normen angenommen werden:

für Außenbeleuchtung 3 kWh pro Kopf und Jahr
„ Innenbeleuchtung 37 bis 60 kWh pro Kopf und Jahr
„ Haushalt (ohne Beleuchtung) 28 bis 60 kWh pro Kopf und Jahr
„ Wasserversorgung und Kanalisation 5 bis 14 kWh pro Kopf und Jahr
„ Straßenbahn (nur in größeren Städten) 5 bis 25 kWh pro Kopf und Jahr

} abhängig von der Größe der Stadt

Um den Energieverbrauch in der Industrie festzustellen, wird dieselbe nach Zweigen eingeteilt und auf Grund der Ergebnisse in den schon elektrifizierten Unternehmungen für jeden Industriezweig ein bestimmter Anschlußwert pro Arbeiter und eine entsprechende Ausnutzungsziffer des Anschlusses in Stunden angenommen. Der Anschlußwert schwankt zwischen 0,3 und 7,0 kW und die Ausnutzungsziffer zwischen 350 und 1400 h. Wenn man nun ferner den Zuwachs der Anzahl der Industriearbeiter mit einem Koeffizienten schätzt, so ist es möglich, den zukünftigen Gesamtelektrizitätsverbrauch der Industrie zu berechnen.

Der auf die angeführte Weise berechnete Energieverbrauch der Städte stellt sich für das Jahr 1950 in der Zusammenfassung wie folgt:

	Licht	Kraft (einschl. Straßen- und Vorortbahnen)	Haushalt	Insgesamt
Anschlußleistung in kW				
in Riga	68000	130000	114000	312000
in Jelgava (Mitau)	5000	6500	8500	20000
in Liepāja (Libau)	11000	12000	18500	41500
in Daugavpils (Dünaburg)	7000	3500	12000	22500
in allen übrigen Städten	19000	11000	42000	72000
Zusammen	110000	163000	195000	468000
Verbrauch in Mill. kWh				
in Riga	36,5	145,0	33,5	215,0
in Jelgava	3,1	7,0	2,1	12,2
in Liepāja	6,7	13,0	4,6	24,3
in Daugavpils	4,5	3.5	3,0	11,0
in allen übrigen Städten	14,7	10,0	8,0	33,5
Zusammen	65,5	179,4	52,1	296,0

Wie aus der Tabelle ersichtlich, ist die Hauptstadt Riga der größte Energieverbraucher: von dem 296 Mill. kWh großen Gesamtverbrauch entfallen auf Riga 215 Mill. oder rund 72 %. Nimmt man für das Stadtnetz einen Verlust von 16 % und für die Fernleitungen einen solchen von 8 %, ferner für die Benutzungsdauer des Zentralmaximums 3600 h an, so ergibt sich eine Maximalbelastung gleich 79000 kW. Bei einem Reservekoeffizienten von 1,25 bedarf die Stadt Riga für ihre Stromversorgung eine installierte Zentralenleistung von rd. 100000 kW.

Der Berechnung des Gesamtverbrauches auf dem *Lande* ist der Verbrauch pro Hektar Ackerland, der als spezifischer Verbrauch bezeichnet

werden kann, zugrunde gelegt. Derselbe stellt sich aus dem Verbrauche für Beleuchtung, Wasserversorgung, Futterschneiden, Milchverarbeitung, Dreschen und Kornreinigung und einem geringen Verbrauch für Haushalt, Holzsägen, Lasthebevorrichtungen usw. zusammen; dabei ist Futterdämpfen, Heizen, Warmwasserspeicherung u. dgl. nicht eingeschlossen.

Unter Berücksichtigung der Erfahrungen in der Elektrifizierung der Landwirtschaft im Auslande und der Eigenart einheimischer Verhältnisse können folgende Normen für den Landverbrauch angenommen werden:

	Anschlußwert in W pro ha	Verbrauch in kWh pro ha und Jahr
Beleuchtung	24— 36	10—11
Wasserversorgung	50—125	6—11
Milchverarbeitung	8— 14	10—19
Dreschen und Kornreinigung	45— 55	8,5—10
Futterschneiden	150—375	7—14
Alle übrigen Verbrauchsarten		1,5— 6

Die Höhe der Norm ist von der Größe des landwirtschaftlichen Betriebes, der Bewirtschaftungsart (ob Milch- oder Kornwirtschaft vorwiegend) und Intensität abhängig.

Die Ackerlandfläche der Betriebe in Lettland schwankt zwischen 4,5 und 24 ha. Der nach obigen Normen berechnete Gesamtenergieverbrauch der Betriebe ergibt 230 bis 1380 kWh pro Jahr oder im Mittel 55 kWh/ha. Bei einer Gesamtzahl von 212400 landwirtschaftlichen Betrieben[1] mit rd. 1897000 ha Ackerland dürfte bei einer durchgreifenden Elektrifizierung der Gesamtverbrauch etwa sich auf 100 Mill. kWh pro Jahr belaufen. Es steht jedoch fest, daß nicht alle Betriebe sich an das Netz anschließen werden und daß nicht in jedem Betriebe alle obenerwähnten Verbrauchsarten Anwendung finden werden. Nimmt man nun an, daß 65 bis 75 % der Gesamtzahl der Betriebe sich anschließen werden, und daß 50 bis 80 % von den angeschlossenen Betrieben elektromotorische Kraft anwenden werden, so wird sich der angeführte Gesamtverbrauch von 100 Mill. kWh vermindern und im Resultat folgendermaßen stellen:

Beleuchtung	14,40	Mill. kWh
Wasserversorgung	7,58	„ „
Milchverarbeitung	15,22	„ „
Dreschen	8,00	„ „
Futterschneiden usw.	12,40	„ „
Zusammen pro Jahr	57,60	Mill. kWh

Diesem rein landwirtschaftlichen Verbrauch muß noch ein solcher in den die Landbetriebe bedienenden Unternehmen, wie Mühlen, Ziegeleien, Spinnereien und Webereien, Schmiedewerkstätten, Tischlereien u. dgl.,

[1] Die landwirtschaftlichen Betriebe in Lettland bestehen mit geringer Ausnahme als getrennt ausgebaute Gehöfe.

wie auch der Verbrauch in Gemeindeanstalten, für Eisenbahnbedür nisse und einzelnen auf dem Lande befindlichen industriellen Unte nehmungen (Papierfabriken, Kalkbrennereien, Gips-, Glas- und Zieg fabriken u. dgl.) zugezählt werden. Die Zusammenstellung für einzel Provinzen ergibt laut Berechnung für das Jahr 1950 folgende Übersic über die Anschlußleistung und den Verbrauch auf dem Lande:

	Landwirtschaftliche Betriebe	Industrie- und Gewerbeunternehmungen	Alle übrigen Verbraucher	Insgesamt
Anschlußleistung in kW:				
Vidzeme (Livland)	119715	22865	2925	145505
Kurzeme (Kurland)	165590	19185	3435	188210
Latgale (Lettgallen)	89230	12525	3880	105635
Zusammen	374535	54575	10240	439350
Verbrauch in Mill. kWh:				
Vidzeme	20,03	12,65	1,68	34,36
Kurzeme	26,41	8,36	1,97	36,74
Latgale	11,16	4,24	2,10	17,50
Zusammen	57,60	25,25	5,75	88,60

Führt man nun eine Zusammenstellung des Verbrauches in den *Städte* und auf dem *Lande* für einzelne Bezirke aus, so erhält man folgend Tabelle:

Tabelle 1. Energieverbrauch der einzelnen Bezirke

Nr. der Übersichtskarte	Bezirk und Provinz	Verbrauch in Mill. kWh
1	Riga	228,27
2	Cēsis	6,11
3	Valmiera	11,33
4	Valka	8,33
5	Madona	7,03
	Vidzeme	261,07
6	Daugavpils	19,00
7	Rēzekne	7,25
8	Ludza	4,47
9	Jaunlatgale	4,21
	Latgale	34,93
10	Liepāja	28,24
11	Aizpute	3,15
12	Kuldīga	6,64
13	Ventspils	6,48
14	Talsi	4,35
15	Tukums	5,02
16	Jelgava	21,05
17	Bauska	4,83
18	Jēkabpils	4,50
19	Ilukste	4,34
	Kurzeme	88,60
	Total	384,60

Auf der Übersichtskarte (Abb. 1) der Elektrizitätsversorgung Lettlands ist der Energieverbrauch im Mittelpunkt eines jeden Bezirks als Kreis maßstäblich aufgetragen; jeder Kreis ist mit der in der Tabelle angeführten Nummer vermerkt.

Wie aus Tabelle 1 ersichtlich, wird der Gesamtverbrauch Lettlands im Jahre 1950 auf 384,6 Mill. kWh berechnet; davon entfallen auf die Städte 77 % und auf die Landgebiete 23 %. Schätzt man die Verluste der Verteilungsnetze der Städte auf 16 %, die der Landnetze auf 27 und die Verluste in den Fernleitungen gleich 8 % (vorausgesetzt, daß

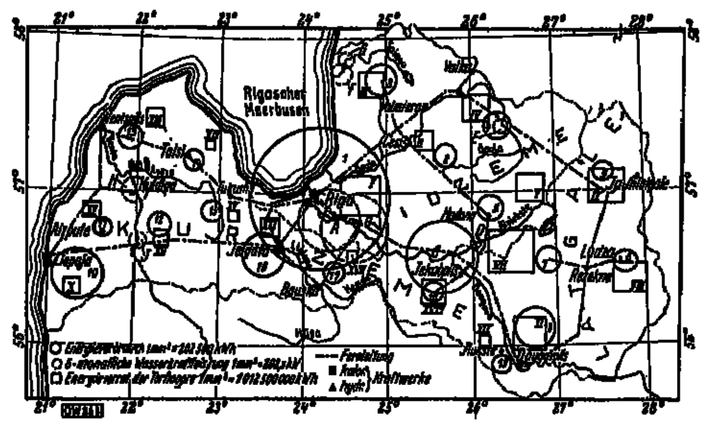


Abb. 1. Übersichtskarte der Elektrizitätsversorgung Lettlands.
(Die Karte ist gegenüber dem Original auf 1/4 ihrer Fläche verkleinert worden.)

das ganze Land von mehreren Kraftwerken mit Strom versorgt wird), so müssen 1950 folgende Energiemengen erzeugt werden:

für die Stadt Riga 215 : 0,76	=	282,0 Mill. kWh
„ „ übrigen Städte 81,0 : 0,76	=	106,0 „ „
„ den Landverbrauch 88,6 : 0,65	=	136,0 „ „
zusammen		524,0 Mill. kWh

Voraussichtlich wird im Jahre 1950 *Riga* 554000, die übrigen Städte insgesamt 568000 und das Land 1255000 Einwohner haben; somit muß pro Kopf und Jahr erzeugt werden:

für Riga	510 kWh
„ die übrigen Städte .	187 „
„ das Land.	108 „
im Mittel	220 „

Früher wurde für Riga eine Benutzungsdauer von 3600 h mit einer entsprechenden Maximalbelastung von 79000 kW und installierter Leistung von 100000 kW angenommen. Setzt man nun für die übrigen Städte und die Landgebiete eine Benutzungsdauer von 2500 h und den Rerservekoeffizienten gleich 1,25, so ist die entsprechende Maximalbelastung gleich

$$(106\,000\,000 + 136\,000\,000) : 2500 = 97\,000 \text{ kW}$$

und die installierte Leistung = 121000 kW.

Schätzt man den Eigenbedarf der Kraftwerke auf 2 bis 3%, beträgt das gesamte Zentralenmaximum für ganz Lettland

$$(79\,000 + 97\,000) \cdot 1{,}025 = 180\,000 \text{ kW},$$

die Zentralenleistung

$$180\,000 \cdot 1{,}25 = 225\,000 \text{ kW}$$

und der Energiebedarf 540 Mill kWh.

Lettlands Kraftquellen

Bei der Erörterung der Frage, wie der höher berechnete Bedarf friedigt werden kann, ließ sich das Lettländische Nationalkomitee v dem Prinzip leiten, daß der Staat anstreben muß, den Energiebed des Landes aus eigenen Kraftquellen zu decken, und daß nur im äußerst Falle Energie mit importierten Heizmitteln zu erzeugen ist.

Als natürliche Kraftquellen Lettlands kommen Wasserkraft und T in Frage.

Obwohl Lettland reichliche Torfvorräte besitzt, ist das Nation komitee doch der Ansicht, daß an erster Stelle die Wasserkraft geso werden muß, denn der augenblickliche Stand der Torfverwertun technik gibt nicht die Überzeugung, daß die ganze Elektrizitätswirtsch des Landes auf torfbeheizte Kraftwerke gegründet werden kann. T darf nur als Hilfsquelle für Kraft in Betracht gezogen werden, ohne bei aus dem Auge zu lassen, daß in früherer oder späterer Zukunft Auswertung des Torfes sich befriedigend stellen kann.

a. Wasserkraft.

Lettland verfügt im ganzen über 116 Flüsse, deren Einzugsgebi größer als 100 km² ist. Das Einzugsgebiet des größten Flusses Let lands, der Daugava (Düna), beträgt 82000 km²; 18 Flüsse haben e Einzugsgebiet von 1000 bis 3000 km² und 7 Flüsse ein solches von me als 3000 km². Die letzteren gelten als Flüsse *mittlerer* Größe, und hier gehören:

	Einzugsgebiet in k
Lielupe (Kurländische Aa)	17874
Venta (Windau)	11707
Aiviekste (Ewst)	9545
Gauja (Livländische Aa)	8997
Mūsa (Muhs)	5347
Mēmele (Memel)	4167
Salace (Salis)	3419

Lielupe, Venta. Aiviekste und Mēmele sind zur Zeit auf einer g wissen Strecke schiffbar; dieselbe kann durch Kanalisierung bedeuten verlängert werden, wobei gleichzeitig Gefällstufen für Wasserkraf nutzung gewonnen werden.

Die übrigen 108 Flüsse mit einem Einzugsgebiete kleiner als 3000 km bilden die Gruppe der *kleinen* Flüsse, deren Wasserkraft, wie aus de Weiteren ersichtlich, unbedeutend ist.

Auf der Daugava und den oben angeführten mittleren Flüssen werden vom lettländischen Seedepartement seit 1920 systematische Wasserstands- und Wassermengenmessungen ausgeführt. Die Ergebnisse derselben hat nun das Nationalkomitee weiter bearbeitet und die mittleren Wassermengen Q in m^3/s für je 10 Tage eines jeden Monats berechnet; ferner sind für alle Wassermengen Jahreskurven (in kalendarischer Reihenfolge angeordnet) wie auch Dauerkurven (Anordnung der Größe nach) konstruiert worden. Aus den ersteren Kurven ist ersichtlich, daß die Flüsse Lettlands drei wasserarme Zeitperioden haben, nämlich im Februar, Juli und September; Frühjahrshochwasser fällt auf die Monate März-April, das Herbstmaximum auf November-Dezember.

Um auch die Wasserverhältnisse der wasserarmen Jahre zu erforschen, hat man für eine und dieselbe Monatszeit (z. B. für 11. bis 20. Juli) etwa den dritten Teil der kleinsten Wassermengen aller Beobachtungsjahre herausgesucht, das Mittel berechnet und Jahres- und Dauerkurven konstruiert.

Ferner sind für alle ausnutzbaren Flußstrecken die Wasserkraftleistungen an der Turbinenwelle in Kilowatt während 355, 275 und 183 Tagen im Jahre gemäß dem Vorschlag über Wasserstatistik des Schweizerischen Nationalkomitees berechnet worden.

Aus dem Vergleich der entsprechenden Zahlen folgt, daß die 6monatige Wasserkraftleistung der lettländischen Flüsse gleich 150 bis 200 % von der 9monatigen Leistung ist, wobei die kleinere Zahl sich auf Flüsse mit einer 9monatigen Abflußmenge über 3 l/s pro km^2 bezieht (die Abflußmenge mancher Flüsse, wie Daugava und Aiviekste, erreicht sogar 4,5 l/s). Größere Schwankungen in der Wasserführung weisen Flüsse mit einer Abflußmenge von 2 bis 3 l/km^2 auf; ihre 6monatige Wassermenge gleicht ca. 200 % von der 9monatigen. Der Zusammenhang zwischen 6monatiger Leistung in Jahren mit mittlerer Wasserführung und einer solchen in wasserarmen Jahren wird durch die Beziehung 2 : 1 bis 3 : 1, für die kleinen Flüsse sogar 5 : 1, ausgedrückt.

Da die Flüsse Lettlands meist mittlere Gefälle besitzen (auf den ausnutzbaren Strecken ist H mit wenigen Ausnahmen gleich 3,0 bis 20 m), so hat man bei bedeutenderen Leistungen schon mit großen Wassermengen zu tun, was die Wasseraufspeicherung stark erschwert. Für gewöhnlich muß mit einer Tagesspeicherung, im günstigsten Falle mit einer Wochenspeicherung gerechnet werden. Unter diesen Umständen ist die Wasserkraftnutzung unvermeidlich mit der Einrichtung von kalorischen Hilfskraftwerken verbunden.

In der folgenden Tabelle 2 sind für die einzelnen Flußstrecken die 6- und 9monatigen Wasserleistungen an der Turbinenwelle in Kilowatt angeführt; die Leistungen sind nach der Formel

$$p = 7{,}9\, QH \text{ kW}$$

berechnet; für die Turbine ist ein Wirkungsgrad von 0,8 angenommen.

Bei den in der Tabelle unter 1 bis 7 angeführten Flüssen sind die Gefällstufen in ununterbrochener Reihe derart vorgesehen, daß in der Daugava Schiffe mit einem Tiefgang von 3,0 m und in den übrigen Flüssen mit einem solchen von 1,0 m verkehren können. Die 6monatige Leistung

Tabelle 2. Leistung einzelner Flußstrecken in kW an der Turbinenwelle

Benennung des Flusses; Lage der Gefällstufe	Netto-Gefälle H in m	6 monatige Leistung		9 monatige Leistung	
		mittlere	kleinste	mittlere	kleinste
1. *Daugava:*					
Dole	11,84	46500	18600	36200	16600
Kegums	14,45	54500	21800	42500	19500
Aizkraukle	8,44	31600	12600	24600	11300
Koknese	21,35	79400	31700	61700	28400
Plavinas	16,66	61500	24600	48000	22000
Krustpils	5,32	17100	6850	13300	6100
Trepe	3,41	10900	4350	8500	3900
Zusammen		301500	120500	234800	107800
2. *Lielupe:*					
Garoza	2,45	760	130	435	100
Grävendäle	3,62	1080	172	600	140
Mežotne	4,84	1480	228	800	190
Zusammen		3320	530	1835	430
3. *Venta:*					
Piesu braslis	3,90	2250	650	1440	430
Kuldīga	14,00	7150	1770	3940	1160
Brieži	4,00	1910	475	1050	310
Skrunda	7,00	2930	725	1610	475
Vardava	6,50	2500	620	1380	405
Zusammen		16740	4240	9420	2780
4. *Aiviekste:*					
Jaun-Kalsnava	2,60	1120	600	850	400
5. *Gauja:*					
Gauja-Daugava-Kanal	5,78	2050	660	1430	550
Vangaži	3,23	1130	366	790	305
Maz-Briduli	4,16	1290	465	905	388
Zägeri	5,50	1720	600	1300	500
Stromschnelle „Piesēnu krāces"	6,30	1670	620	1340	520
Guki	5,36	1280	442	955	360
Stromschnelle „Strenču krāces"	8,52	1890	610	1320	510
Vecmājas	5,38	1030	334	720	278
Lipši-Brücke	3,78	608	215	400	180
Jaunā muiža	3,23	347	112	243	93
Gaujene	3,19	335	108	233	90
Palse	18,43	1870	600	1300	500
Poli	3,18	208	70	158	55
Ailí	2,90	172	58	130	45
Zusammen		15600	5260	11200	4380
6. *Memele:*					
Stufe 1	5,58	930	365	662	286
„ 2	4,76	782	310	500	242
„ 3	6,75	825	326	590	255
„ 4	7,30	880	350	680	273
„ 5	1,89	193	76	138	60
„ 6	6,20	270	108	195	84
„ 7	12,70	520	205	370	160
Zusammen		4400	1740	3145	1360

Tab. 2. Leistung einzelner Flußstrecken in kW an der Turbinenwelle (Fortsetzung)

Benennung des Flusses; Lage der Gefällstufe	Netto-Gefälle H in m	6 monatige Leistung		9 monatige Leistung	
		mittlere	kleinste	mittlere	kleinste
7. *Salaca:*					
Gut Patkulo	4,65	1430	720	1150	520
Krogene-Mündung ...	15,46	4950	2340	3720	1700
Fabrik Spielberg	8,70	2580	1240	1970	900
Staicele	3,06	810	400	640	290
Strenči	3,75	1030	470	765	345
Mazsalaca	1,58	350	160	255	115
Zusammen		11150	5330	8490	3870
8. Alle kleinen Flüsse, insgesamt		19410	3860	11120	2800
Total		378800	142060	280950	128880

der kleinen Flüsse beträgt insgesamt 19410 kW; dieselbe besteht aus rd. 50 Einheiten mit 6monatiger Leistung von 200 bis 1100 kW. Leistungen unter 200 kW sind nicht berücksichtigt worden.

Stellt man die 6monatigen Leistungen dieser Tabelle zusammen, so erhält man folgende Übersicht über die Wasserkräfte Lettlands:

	kW	in %
6monatige Leistung der Daugava	301500	81
„ „ „ mittleren Flüsse	52390	14
„ „ „ kleinen Flüsse	19420	5
zusammen	373310	100

Um die Frage zu beantworten, welche Energiemenge mit dieser Kraft erzeugt werden kann, hat man die Forschungen über das projektierte Daugava-Kraftwerk „Dole" (Dahlen) wie auch die Betriebsergebnisse der bestehenden kleinen Wasserkraftzentralen ausgewertet.

Die Forschungen über das Kraftwerk „Dole" zeigen, daß dasselbe bei einer 6monatigen Leistung von 46500 kW fähig ist, in Jahren mittlerer Wasserführung rd. 260 Mill. kWh zu erzeugen, ohne dabei die ganze im Flusse verfügbare Wassermenge auszunutzen. Diese Leistungsfähigkeit ist so gewählt worden, daß erstens bei einem Belastungsfaktor gleich 0,4 (was der Benutzungsdauer des Zentralenmaximums von 3600 h entspricht) die Höchstbelastungsspitze noch mit der aufgespeicherten Wasserkraft gedeckt werden kann, und daß zweitens im Jahre mittlerer Wasserführung auch in wasserarmen Zeiträumen (Februar, Juli, September) kein Wassermangel eintreten soll. Diese Leistungsfähigkeit könnte als normale bezeichnet werden.

Bei einem Belastungsfaktor von 0,4 beträgt die Maximalbelastung rd. 70000 kW, was als die installierte Zentralenleistung des Dole-Kraftwerkes anzusehen ist. Als Reserve muß ein Wärmekraftwerk vorgesehen werden, das außerdem die Aufgabe hätte, in den wasserarmen Jahren Aushilfe zu leisten.

In den Jahren geringer Wasserführung kann ein Energiemangel vo
rd. 100 Mill. kWh eintreten, zu dessen Deckung eine Leistung von c
25000 kW erforderlich ist. Verteilt man die in wasserarmen Jahre
fehlende Energie auf sämtliche Jahre, so erhält man einen Durchschnitt
mangel pro Jahr von ungefähr 30 Mill. kWh.

Um auch für die anderen Gefällsstufen der Daugava ähnliche charak
teristische Zahlen, wie die installierte Zentralenleistung, die Leistung de
Hilfswerke, die Leistungsfähigkeit der Kraftwerke in Jahren mittlere
Wasserführung und den durchschnittlichen Energiemangel zu bestim
men, ist als Basis die 6monatige Wasserkraftleistung gewählt worden
dieselbe soll mit den obigen charakteristischen Zahlen in Zusammen
hang gebracht werden.

Die installierte Leistung des Kraftwerkes Dole ist 150 % von de
6monatigen Wasserkraftleistung und die Leistung der Hilfszentrale
54 % derselben. Führt man den Begriff von der Ausnutzung de
6monatigen Wasserkraftleistung, gleich erzeugte Energie, dividier
durch die 6monatige Leistung, ein, so erhält man für das Kraftwer
Dole eine Ausnutzung von 5400 h. Schließlich beträgt der jährlich
Energiemangel im Durchschnitt 12 % von der normalen Leistungs
fähigkeit.

Sicherheitshalber soll für alle Gefällstufen der Daugava die Leistun
der Hilfszentralen auf 60 % und der Energiemangel auf 15 % erhöh
werden. Somit erhält man für die Daugava folgende charakteristisch
Zahlen:

6monatige Leistung .... 301500 kW
Installierte Zentralenleistung . 301500 × 1,5 = 450000 „
Leistung der Hilfszentrale .... 301500 × 0,6 = 180000 „
Normale Leistungsfähigkeit .. 301500 × 5400 = 1600 Mill. kW
Durchschnittlicher Energiemangel 1600 × 0,15 = 240 „ „

Für die mittleren und kleinen Flüsse müssen die Normen ungünstige
angenommen werden. Bei größeren Schwankungen in der Wasser
führung soll die installierte Leistung 200 % von der 6monatigen Was
serkraftleistung und die Leistung der Hilfszentralen 75 % von derselbe
betragen. Die Ausnutzung kann zu 5000 h und der durchschnittlich
Energiemangel zu 25 % angenommen werden. Somit erhält man fü
die mittleren und kleinen Flüsse folgendes:

6monatige Leistung .... 71800 kW
Installierte Leistung .... 71800 × 2 = 143000 „
Leistung der Hilfszentralen ... 71800 × 0,75 = 54000 „
Normale Leistungsfähigkeit ... 71800 × 5000 = 360 Mill. kWh
Durchschnittlicher Energiemangel 360 × 0,25 = 90 „ „

Die gesamte Leistungsfähigkeit der Wasserkräfte Lettlands beträg
somit 1960 Mill. kWh; um aber dieselbe ausnützen zu können, müsse
im Durchschnitt jährlich zusätzliche 330 Mill. kWh (17 %) in kalo
rischen Hilfzentralen erzeugt werden.

Die Moore Lettlands erfassen eine Fläche von 643300 ha, was gleich 9,8 % der Gesamtfläche des Landes (6579140 ha) ist. Die Moore sind größtenteils Hochmoore mit einer mittleren Tiefe von 3 bis 8 m; diejenige der Niedermoore schwankt von 2 bis 6 m. Der gewonnene Torf hat einen Heizwert von 2900 bis 4200 cal[2].

In der oben angeführten Gesamtmoorfläche sind auch die kleinen Moore, welche für die Elektrizitätsversorgung keine Bedeutung haben, mit eingeschlossen. Als die kleinste, ausnutzbare Mooreinheit soll eine Fläche von 100 ha angenommen werden. Bei einer mittleren Tiefe von 2,5 m und 175 kg lufttrockenen Torfes von jedem Kubikmeter enthält solch ein Moor insgesamt 438000 t lufttrockenen Torfes. Dieses Quantum genügt für die Erzeugung von ca. 220 Mill. kWh elektrischer Energie, wenn man pro kWh 2 kg Torf rechnet. Bei 25 Jahre langer Ausnutzungszeit des Moores kann dasselbe jährlich 8,8 Mill. kWh erzeugen. Nimmt man für die Benutzungsdauer des Zentralenmaximums sogar 4000 h, so kann das in einem solchen Moore ausgebaute Kraftwerk eine Höchstbelastung von ca. 2200 kW aufnehmen.

Schaltet man aus der oben angeführten Gesamtfläche alle Moore mit dem Energieinhalt unter 220 Mill. kWh aus, so erhält man die Gesamtfläche der ausnutzbaren Moore gleich 347330 ha. Unter Berücksichtigung der mittleren technisch ausnutzbaren Tiefe der Moore und des Inhaltes von lufttrockenem Torf pro m³ lassen sich die Torfvorräte der

Tabelle 3. Die Torfvorräte Lettlands

Nr. der Übersichtskarte	Bezirk	Gesamtfläche der Moore in ha	Inhalt des lufttrockenen Torfes in Mill. t	Energievorrat in Mia. kWh
I	Riga	46634	221,87	110,88
II	Cēsis	11182	53,38	26,70
III	Valmiera	21120	92,70	46,35
IV	Valka	18452	99,83	49,93
V	Madona	23343	111,28	55,64
VI	Daugavpils	28355	152,40	76,20
VII	Rēzekne	54395	285,03	142,52
VIII	Ludza	25275	131,06	65,53
IX	Jaunlatgale	37443	163,16	81,58
X	Liepāja	7065	34,94	17,47
XI	Aizpute	8700	34,15	17,08
XII	Kuldīga	7030	30,10	15,05
XIII	Ventspils	12725	51,17	25,60
XIV	Talsi	2475	10,16	5,08
XV	Tukums	3825	17,39	8,69
XVI	Jelgava	11000	54,33	27,17
XVII	Bauska	4200	18,78	9,39
XVIII	Jēkabpils	19163	86,09	43,05
XIX	Ilukste	4048	18,18	9,09
	Zusammen	347330	1666,0	833,0

[2] Näheres über die Torfmoore Lettlands findet man im Referate von Ing. *P. Nomals*, „Peat Fields in Latvia and the Use of Peat as a Fuel", gehalten auf der Londoner Weltkraftteilkonferenz im September 1928.

für Elektrizitätszwecke ausnutzbaren Moore und die zu gewinnend elektrische Energie berechnen.

Wie aus Tabelle 3 ersichtlich, enthalten die Torfmoore einen Vorra von 1666 Mill. t lufttrockenen Torfes, mit welchem beim gegenwärtige Stand der Torfausnutzung 833 Milliarden kWh erzeugt werden können

Teilt man die Moore der Größe nach in: *große* Moore mit einem Energie inhalt von mehr als 2500 Mill. kWh, *mittlere* Moore mit 1250 bis 250(Mill. und *kleine* Moore mit weniger als 1250 Mill. kWh, so erhält mar folgende Zusammenstellung:

	Gesamtfläche		Inhalt des lufttrockenen Torfes in Mill. t	Energievorrat in Mia. kWh
	ha	%		
Große Moore	182660	52,5	943,0	471,5
Mittlere Moore	60970	17,5	288,6	144,3
Kleine Moore	103700	30,0	434,4	217,2
Zusammen	347330	100	1666	833

In der Übersichtskarte (Abb. 1) sind die Energievorräte der Torfmoore eines jeden Bezirks als Quadrate, vermerkt mit den Nummern der Tabelle der Torfvorräte, maßstäblich eingetragen.

Energiebilanz und Elektrizitätsversorgungsschema[3]

Der Elektrizitätsbedarf Lettlands wurde früher für das Jahr 1950 zu 540 Mill. kWh berechnet. Diesem Bedarfe stehen gegenüber: a. 1960 Mill. kWh jährlich mit Wasserkraft erzeugbare Energie; b. 340 Mill. kWh in kalorischen Hilfszentralen zu erzeugende Energie, um die unter a. angeführte Wasserkraftenergie ausnützen zu können, und c. 833 Mia. kWh als Energievorrat der Torfmoore.

Wie schon erwähnt, stellt das Lettländische Nationalkomitee an erster Stelle die Wasserkräfte, da die Technik der Torfverwertung noch als unbefriedigend betrachtet werden muß. Daher ist im weiteren der Elektrizitätswirtschaft Wasserkraftenergie zugrunde gelegt und nur für die Hilfszentralen als Brennmaterial Torf vorgesehen.

Wie aus obigen Zahlen ersichtlich, deckt sich der Elektrizitätsbedarf Lettlands auch in fernerer Zukunft (1950) mehr als 3fach aus der Wasserkraftenergie, angenommen, daß für Schiffahrtszwecke die Binnengewässer in dem in Tabelle 2 vorgesehenen Umfange ausgebaut werden. Da aber bei der vorgesehenen Wasserkraftnutzung im Durchschnitt jährlich ein Energiemangel von 17 % entsteht, so müssen zur Deckung des 540 Mill. kWh großen Energiebedarfs in den Hilfszentralen zusätzlich 92 Mill. kWh erzeugt werden, wozu 180000 t Torf jährlich benötigt werden.

Nimmt man einen regelmäßigen Zuwachs des Elektrizitätsbedarfs an, so beträgt derselbe für die Zeit von 1926 bis 1950 jährlich:

$$(540 - 45{,}5) : 24 = \text{rd. } 20 \text{ Mill. kWh.}$$

Bleibt derselbe Zuwachs auch nach 1950, so läßt sich ungefähr be-

[3] Dieser Abschnitt des Elektrizitätsversorgungsplanes wird zur Zeit vom Nationalkomitee eingehend bearbeitet, so daß die hier enthaltenen Zahlen und Entwürfe nicht als endgültig zu betrachten sind.

rechnen, für wieviel Jahre in Lettland Wasserkraft als Elektrizitätserzeuger ausreicht, ohne dabei zu vergessen, daß die Wassernutzung mit 17 % großem Energiemangel verbunden ist.

Die Zahl der Jahre nach 1950, für welche Wasserkraft ausreichend ist, läßt sich aus der Gleichung

$$540 + 20 \cdot x = 1960 + 340.$$

berechnen, welche für $x = 88$ Jahre ergibt. In der Tat wird diese Zahl kleiner sein, da die Zuwachskurve des Elektrizitätsbedarfs gewöhnlich steiler verläuft.

Praktisch dürfte die Entfaltung der Elektrizitätswirtschaft sich derart gestalten, daß einzelne Gefälle wahlweise ausgebaut werden; denn es ist kaum anzunehmen, daß sich genügend Mittel finden ließen, um beim Ausbau der Wasserkräfte gleichzeitig auch die Interessen der Schiffahrt im vollen Umfange zu berücksichtigen, indem die Gefällstufen der Reihe nach ausgebaut werden, wenn auch die Baukosten für das installierte Kilowatt sich teuer stellen sollten. Es ist anzunehmen, daß in erster Reihe die Ausnutzung solcher Flußstrecken stattfinden wird, welche ein größeres Gefälle, gleichmäßigere Wasserführung, angemesseneren Grund und günstige Ufer haben und deren Leistung im Verhältnis zur gesamten Landesversorgung nicht allzu klein ist. Bei der installierten Gesamtleistung von 225000 kW könnte als Minimalleistung etwa 2000 kW angenommen werden.

Unter Berücksichtigung dieser Gesichtspunkte müßten nun von den in der Tabelle 2 angeführten Gefällen in erster Linie folgende ausgebaut werden:

Bezeichnungen der Übersichtskarte	Name des Flusses; Lage der Gefällstufe	Netto Gefälle H in m	6 monat. Leistung in kW	Installierte Leistung in kW	Leistungsfähigkeit in Mill. kWh	Energiemangel in Mill. kWh
	Daugava:					
A	Dole	11,84	46500	70000	260	37,5
B	Kegums	14,45	54500	82000	290	43,5
C	Plavinas	16,66	61500	92000	330	49,5
	Venta:					
H	Kuldiga	14,00	7150	14000	35,5	8,9
J	Skrunda	7,00	2930	6000	14,5	3,6
	Aiviekste:					
D	Jaun-Kalsnava	2,60	1120	2000	5,5	1,4
	Gauja:					
E	Gut Palse	18,43	1870	3700	9	2,3
	Salaca:					
F	Krogene-Mündung	15,46	4950	10000	24,5	6,0
G	Fabrik Spielberg	8,70	2580	5000	13	3,3
	Zusammen		183100	284700	982	156

Die in der Tabelle angeführten 6monatigen Leistungen sind in der Übersichtskarte als punktierte Kreise mit entsprechender Buchstabenbezeichnung maßstäblich eingetragen.

Wie aus der Tabelle ersichtlich, reicht die Leistungsfähigkeit der beiden Riga nächstgelegenen Gefällstufen der Daugava, nämlich bei Dole und Kegums, vollständig aus, um in Jahren mittlerer Wasserführung den Elektrizitätsbedarf von 1950 zu decken. Die beiden Kraftwerke haben eine Gesamtleistungsfähigkeit von 550 Mill. kWh, was gerade dem Bedarf von 1950 entspricht. Die installierte Zentralenleistung von 152000 kW reicht jedoch für die Deckung der Belastungsspitze nicht aus, da dieselbe laut Berechnung 180000 kW beträgt. Außerdem müssen als Reserve noch 45000 kW vorgesehen werden, da die installierte Leistung gleich 225000 kW ist. Somit entsteht ein Leistungsmangel von 73000 kW.

In den wasserarmen Jahren ist der Energiemangel der beiden Kraftwerke gleich 81 Mill. kWh, welche in Hilfszentralen mit der Gesamtleistung von 152000 × 0,6 = 90000 kW erzeugt werden müssen. Diese Leistung kann nun als Hilfskraft während der Belastungsspitzen und als Reserve überhaupt gelten.

Da die Hilfskraftwerke mit einem kleinen Belastungsfaktor arbeiten werden, so müssen die Baukosten für das installierte kW womöglich kleiner sein. Dieser Anforderung entsprechen Kraftwerke mit Wärmekraftmaschinen, wobei als Brennmaterial Torf vorzusehen ist. Der Betrieb der Hilfskraftwerke ist dem Wesen nach periodisch, mit einer verhältnismäßig geringen Energieerzeugung; somit kann die Zubereitung des Torfs keine besonderen Schwierigkeiten machen.

Die Übersichtskarte der Elektrizitätswirtschaft Lettlands zeigt, daß der Schwerpunkt des Verbrauchs — Riga und Umgebung — in der Nähe der Hauptwasserkräfte (erste und zweite Gefällstufe der Daugava) gelegen ist, was für den Ausbau der Fernleitungen zweckmäßig ist. Als sehr günstig ist der Umstand zu betrachten, daß das bestehende städtische Elektrizitätswerk in Riga mit zur Zeit installierten 35000 kW in Zukunft als kalorisches Hilfskraftwerk, geheizt mit Torf[4] oder auf dem Wasserwege zugeführter Steinkohle, dienen kann.

Früher wurde ein Leistungsmangel von 90000 kW festgestellt. Unter Abzug der 35000 kW des Kraftwerkes Riga muß noch für eine Hilfszentralenleistung von 55000 kW gesorgt werden. Unter Berücksichtigung des Prinzips, daß elektrische Energie nach Möglichkeit aus einheimischen Kraftquellen zu erzeugen ist, müssen die Hilfszentralen in Torfmooren oder in ihrer Nähe gelagert werden. Andererseits muß man anstreben, dieselben in Netzpunkten stärker belasteter Verbrauchsgebiete einzurichten, um die Leitungsverluste zu vermindern. Um diesen Anforderungen zu genügen, müßten die Hilfszentralen in der Nähe von Liepāja, Daugavpils und Valka sein.

Die Leistung der Hilfszentrale Liepāja kann zu ca. 25000 kW angenommen werden; als Brennmaterial für dieselbe kommt Torf von den umliegenden Mooren oder nötigenfalls auf dem Seewege importierte Steinkohle in Betracht. Zu solcher Hilfszentrale könnte das soeben neu aufgebaute städtische Elektrizitätswerk erweitert werden. Ebenso könnte auch als Hilfszentrale das bestehende städtische Elektrizitäts-

[4] Die Stadt Riga ist Besitzerin von 5500 ha Torfmooren mit einem Energieinhalt von 11 475 Mill. kWh. Die Moore sind in nächster Nähe der Stadt gelegen und sind auf dem Wasserwege wie auch mit der Bahn erreichbar.

werk Daugavpils ausgebaut werden, indem die Leistung desselben bis auf etwa 20000 kW vergrößert wird; als Brennmaterial kann Torf (nötigenfalls auch anderes Brennmaterial) vorgesehen werden. Neu müßte eine dritte Hilfszentrale in der Nähe von Valka, wo sich große Torfmoore befinden, gebaut werden. Die Leistung dieser Zentrale müßte 10 bis 15000 kW betragen.

Fernleitungsnetz

In der Übersichtskarte ist außerdem das mutmaßliche Fernleitungsnetz für eine Spannung von 60 bis 100 kV eingetragen. Die Richtung der Linien ist derart gewählt worden, daß erstens die beiden Wasserkraftwerke mit den Hilfszentralen auf kürzestem Wege verbunden sind, zweitens die Linien durch stärker bewohnte Landgebiete gehen, und daß die an den Fernleitungen ausgebauten 15 kV-Transformatorenstationen Strom allen Landgegenden zuleiten können; jedoch soll dabei ihr Versorgungsgebiet 30 km im Radius nicht überschreiten. Bei dem entworfenen Netzschema beträgt die Gesamtlänge der Fernleitungen 1600 km.

Ausbauprogramm

Um das entworfene Schema der Elektrizitätsversorgung Lettlands zu verwirklichen, müßte vorerst das Riga nächtsgelegene Kraftwerk Dole ausgebaut werden; in Zusammenarbeit mit der bestehenden Dampfzentrale in Riga würde dasselbe fähig sein, in der ersten Zeit das ganze Land mit elektrischer Energie zu versorgen. Gleichzeitg müßten auch die Hauptfernleitungen Riga—Jelgava—Liepāja (220 km), Riga—Daugavpils (250 km) und Riga—Valka (150 km) gebaut werden. Mit der Entwicklung des Konsums in Gebieten, welche von den genannten Hauptleitungen ferner gelegen sind, müßten stufenweise die übrigen Fernleitungen ausgebaut werden.

Nachdem der Bedarf die Leistungsfähigkeit des Kraftwerkes Dole erreichte, müßte das zweite Wasserkraftwerk auf der Daugava, nämlich bei Kegums, in Betrieb gesetzt werden.

Sollte die Leistung der Hilfszentrale Riga nicht mehr ausreichen, um den Energie- resp. Leistungsmangel zu decken, so müßten die übrigen Hilfszentralen ausgebaut werden.

Summary

A survey, supported by statistical data, is given of electricity supply in Latvia during 1926 and of its development in recent years. Though the application of electricity has been relatively insignificant in Latvia up to the present, considerable developments may be expected in the near future, as the Latvian National Committee is drawing up a general electrification scheme as well as taking the necessary measures to prevent the execution of individual schemes such as might interfere with the general scheme for the development of power stations and h. t. transmission systems.

In drawing-up the above scheme, due consideration has been paid to local conditions and future economic developments as well as to experience abroad; the Committee has also estimated figures for the consumption of electricity in cities and country districts by different classes of consumers. In this way it is

estimated that the probable annual consumption in the year 1950 would amount to 296000000 kWh in the cities and 88600000 kWh in the country districts. To cover this demand it will be necessary to generate annually 540000000 kWh, the installed capacity of generating plants necessary being 225000 kW.

In principle the National Committee considers that the country's energy demand should be covered by the utilisation of local power resources such as water and peat in particular. From investigations made the 6 months water power obtainable from Latvian rivers is estimated at 373300 kW. Calculation of the output in kWh that may be obtained in this way at times in which the rainfall is up to the average gives a figure of 1960000000 kWh with an installed capacity of 503000 kW, while in the case of dry years an additional 330000000 kWh must be produced in steam power plants with a capacity of 234000 kW.

The output that may be obtained from the 347330 hectares of peat fields in Latvia, which contain about 1666000000 tons of air-dried peat, is estimated at 833 milliards kWh.

In order to cope with the above consumption of 540000000 kWh, it would be necessary to construct two hydro-electric plants on the R. Daugava near Riga, capable of generating the above output with an average supply of water in the river. In order to be able to generate the necessary output during dry periods and to cover peak loads the installation of plant with an additional capacity of 90000 kW would be necessary; this extra capacity could be obtained by the erection of four auxiliary power stations burning peat or some other form of fuel. It is proposed to transmit and distribute power by the erection of 1000 km of h. t. lines.

Schweiz

Die jüngste Entwicklung der Energieerzeugung und Energieverteilung in der Schweiz

Schweizerisches Nationalkommitee

Dieser Bericht ist einer der Berichte, um deren Erstattung die Autoren durch das Schweizerische Nationalkommitee der Weltkraftkonferenz gebeten wurden

Prof. Dr.-Ing. B. Bauer und Prof. E. Dünner

A. Einige allgemeine Betrachtungen

Die Richtlinien für *die Energieerzeugung* in der Schweiz sind durch den rationellen Ausbau der uns von der Natur dargebotenen hydraulischen Energiequellen gegeben. Immer werden diese aus volkswirtschaftlichen Gründen, auch bei weiterem Fortschritt in der Ausnützung der kalorischen Energieträger, den Hauptteil des Energiebedarfs unseres Landes zu decken haben. Die Gegensätzlichkeit im typischen Verlauf des Leistungsangebots unserer Alpengewässer im Vergleich zum Verlauf des natürlichen Energiebedarfs des Landes hat schon vor Jahren dazu geführt, die singuläre Ausnützung der Gefällstufen ohne Speichermöglichkeit durch Zusammenlegung mit speicherfähigen Kraftwerken zu ergänzen. Man ist auf diesem Wege zu einer Reihe von mehr oder weniger ausgeglichenen Kraftwerksystemen gelangt, deren bessere Anpassung an die Bedarfskurve eine rationellere Ausnützung der einzelnen Kraftwerkseinheiten verspricht. Dieses Prinzip der wirtschaftlichen Nutzbarmachung der schweizerischen Gewässer wird als Richtschnur auch für die Zukunft Geltung haben; was sich im Laufe der Entwicklung ändern mag, ist nur das Ausmaß des Gedankens.

Allgemein wirtschaftliche Überlegungen fordern, daß der Ausbau einer gegebenen Gefällstufe den größtmöglichen Betrag der jährlich anfallenden hydraulischen Arbeit in elektrische Energie umzusetzen vermag. Anderseits soll der neugeschaffene Energieblock möglichst rationell in den Energiehaushalt der zu bedienenden Netze eingereiht werden. Die Ausgleichung dieser beiden Erfordernisse hat die schweizerischen Unternehmungen in den letzten Jahren zu zwei wesentlichen Maßnahmen geführt. Die teilweise Vergesellschaftung zu gemeinsamem Ausbau und Betrieb neuer großer Kraftwerke und die Schaffung von Absatzmöglichkeiten für die vom natürlichen Bedarf vorübergehend nicht aufgenommenen Energiemengen. Der aus diesem Bedürfnis entstandene Energieexport in die großen Kraftnetze des benachbarten Auslandes hat sich heute zu einem wichtigen Faktor der schweizerischen

Energiewirtschaft ausgebildet. Er ist gewissermaßen über seinen ursprünglichen Zweck hinausgewachsen, indem die geschaffenen Verbindungen mit den großen ausländischen Elektrizitätsunternehmungen ein leistungsfähiges Mittel zur raschen Deckung allfälliger Fehlbeträge von Leistung und Energie in der schweizerischen Produktion darstellen.

Diese auf dem Wege des internationalen Energieaustausches gewonnene Kraftreserve für die Fälle außerordentlichen allgemeinen Wassermangels ist in ihrer Wirkung der Erstellung eines großen gemeinsamen Reservespeicherwerks oder einer entsprechenden thermoelektrischen Zentralanlage gleichzustellen. Vom rein kommerziellen Standpunkt aus betrachtet, ist solcher Energieimport gegenüber den letzteren zwei Lösungen heute wirtschaftlich noch im Vorteil.

Die skizzierte Entwicklung der schweizerischen Energieerzeugung hat die einzelnen Elektrizitätsunternehmungen auf dem Wege der Freiwilligkeit zu einer ziemlich engen Kooperation geführt. Diese bietet Gewähr, daß sich auch in Zukunft die weitere Sicherstellung des Landesbedarfs an Energie im Rahmen einer über die unmittelbaren und lokalen Bedürfnisse hinausgehenden Planwirtschaft vollziehen wird.

Über die technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkte zum rationellen Ausbau hydraulischer Lauf- und Speicherwerke, die in Verbundwirtschaft arbeiten, hat Prof. *Wyssling* der Sondertagung der Weltkraftkonferenz in Basel 1926 einen ausführlichen Bericht eingereicht[1], auf welchen hier ausdrücklich verwiesen sei. Die darin niedergelegten Grundsätze dürften, auf bisheriger schweizerischer Erfahrung aufgebaut, auch für die Zukunft wegleitend sein. Indessen hat die typische Aufteilung der jährlichen Bedarfsarbeit auf die Lauf- und Speicherwerke nach Maßgabe bestmöglicher Ausnützung der einzelnen Einheiten, in konsequenter Verfolgung dieses Gedankens, in letzter Zeit eine Verfeinerung erfahren. Die Tendenz geht nach einer besseren Entlastung der meist entfernt liegenden Speicherwerke und ihrer Zuleitungen vom Spitzenbedarf der täglichen Belastungskurve. Beim heutigen Stand von Bedarf und Produktion läßt sich dieser in den Zentren des Konsums auf Leistungen mit Ausnützungsziffern verteilen, für welche der Großleistungsdieselmotor die geeignete Kraftquelle ist. Die nach dieser Richtung gewonnenen Erfahrungen der schweizerischen Elektrizitätswerke sind sehr befriedigend. Die Zukunft wird lehren, ob bei weiter fortgeschrittener Kooperation der Unternehmungen in der Beschaffung neuer Energiemengen der Dieselmotor nicht durch die, größere Leistungen beherrschende Dampfturbogruppe abgelöst wird. Die höhere Benutzungsdauer, die sie zum wirtschaftlichen Betriebe fordert, schmälert den Energieumsatz der Speicherwerke, was indessen nicht notwendigerweise eine Einbuße am wirtschaftlichen Gesamtresultat zur Folge haben muß.

Die gegenwärtigen gesetzlichen Bestimmungen über die Arbeitszeit in den Betrieben und die heutige relativ hohe Stufe der Gehälter des Betriebspersonals rücken auch in unserem Lande die Frage der automa-

[1] Bericht Nr. 61: Stand und Verwertung der Entwicklung der schweiz. Wasserkräfte.

tischen Bedienung der Kraftwerke immer mehr in den Vordergrund. Die vollständige Lösung dieses Problems eröffnet ohne Zweifel neue Möglichkeiten der rationellen Ausnützung unserer Gewässer. Wir denken hier an den Ausbau kleiner Leistungen, deren selbständiger Betrieb unwirtschaftlich wäre, oder an den rationellen Einbezug bestehender kleinerer Anlagen in den Verband großer Kraftwerksgruppen. Die schweizerischen Konstruktionsfirmen haben sich dieser Aufgabe mit großem Eifer und Erfolg unterzogen, so daß auf Grund der bis heute gewonnenen praktischen Erfahrungen das Problem des automatischen hydraulischen Kraftwerks grundsätzlich als gelöst betrachtet werden darf. Die Automatisierung dieser Betriebe kann grundsätzlich in verschiedener Weise vorgenommen werden, je nach Bedürfnis des Betriebes und je nach Größe des Objekts. Am einfachsten scheint der Gedanke der Fernsteuerung aller jener Funktionen, welche das Personal bei direkt bedienten Werken an Ort und Stelle ausübt. Eine andere Form der unbedienten Zentrale überläßt die wichtigsten Betriebsfunktionen, wie In- und Außerbetriebsetzen der Einheiten, Parallelschalten usw., der direkten Ausführung des Personals anläßlich seines periodischen Kontrollbesuchs, während alle übrigen Betriebsvorkehrungen, wie Steuern, Regulieren und Außerbetriebsetzen im Störungsfalle, dem Eingreifen der automatischen Apparatur überlassen sind. Die dritte und vollständigste Lösung endlich besteht in der absoluten Selbständigkeit der Anlage, wobei als einziges Auslöseelement der Automatik z. B. das Anlegen und Wegnehmen der Fernleitungsspannung vom Hauptwerk aus verwendet wird.

Die Mittel der *Energieverteilung*, die *Leitungsnetze*, erwecken bei Betrachtung ihrer heutigen, das ganze Land umfassenden Gesamtheit nicht den Eindruck planmäßiger Disposition. Dies liegt in ihrer historischen Entwicklung begründet. Das schweizerische Leitungsnetz hat sich vom Kleinen ins Große aufgebaut, gerade umgekehrt wie das Verfahren bei Ordnung des Ganzen nach einem einheitlichen Versorgungsplan. Die Korrektur nach dieser Richtung kann wegen der bedeutenden in den bestehenden Netzen ruhenden Anlagewerte nur langsam vor sich gehen. Diese Sachlage hat natürlich auch der Betriebsführung der Netze ihr besonderes Gepräge gegeben. Die großen Mittelspannungsnetze, aus einer Reihe relativ kleiner Versorgungsanlagen sukzessive zusammengesetzt, haben zufolge der immer mehr um sich greifenden Verbundwirtschaft die Rolle eines Kuppelnetzes mit zum Teil ganz bedeutender Gesamtleistung der angeschlossenen Kraftwerke übernehmen müssen. Für die hieraus folgenden erschwerten Betriebsanforderungen waren die Anlagen ursprünglich nicht vorgesehen, ihre Betriebsführung in der neuen Konstellation erfordert daher besondere Sorgfalt.

Die Unternehmungen begannen indessen in den letzten Jahren mit der Erstellung von planmäßig angelegten Großleistungsleitungen höherer Betriebsspannung, welche nun zum großen Teil die Rolle der eigentlichen Kuppelleitungen und Hauptadern des Energietransports übernehmen und dem Mittelspannungsnetz in der Hauptsache wieder

die ursprüngliche Aufgabe der Hauptverteilung der Energie im Ver-
sorgungsgebiet zuweisen. Die ersteren bilden auch die Verbindung mi
den großen Netzen des benachbarten Auslands.

Was endlich die Niederspannungsnetze betrifft, so ist vielleicht al
schweizerisches Charakteristikum deren außerordentliche Dichte her
vorzuheben. Dies erhellt schon aus dem Umstand, daß rd. 98% alle
Gemeinden mit elektrischer Energie versorgt sind oder daß, in andere
Maße, auf je 400 Einwohner eine Transformatorstation entfällt. Übrigen
ist auch der spezifische Energiekonsum je Einwohner der einzelnen ver
sorgten Gebiete verhältnismäßig wenig verschieden.

B. Die technischen Merkmale im Aufbau und Betrieb der elektrische Anlagen für Energieerzeugung und -verteilung

Die in den letzten Jahren gereiften neueren Gesichtspunkte in de
Disposition und Betriebsführung elektrischer Anlagen, über die a
den letzten Kongressen in Basel und Barcelona der Weltkraftkonferen
sowie an den Pariser Kongressen der „Conférence Internationale de
Grands Réseaux Electriques" ausführlich berichtet wurde, haben auc
in unserem Lande im Rahmen der herrschenden Verhältnisse Anwendun
gefunden. Ihr allgemeiner Sinn geht nach einer weiteren Erhöhung de
Betriebssicherheit, welche durch den rasch fortgeschrittenen Zusammen
schluß der Netze etwas gelitten hatte.

Zu den nach dieser Richtung zielenden Maßnahmen gehören in erste
Linie die konstruktiven Verbesserungen der elektrischen Maschine
und Apparate, worüber wir in der Folge noch berichten. Weiterhin se
auf die besondere Aufmerksamkeit hingewiesen, die heute der Auf
stellung der Generatoren, Transformatoren und Apparate hinsichtlic
der richtigen Wegführung der Verlustwärme und in bezug auf di
Gefahreinschränkung im Störungsfalle gewidmet wird. Dem gleiche
Zweck dient auch das Bestreben nach verfeinerten Prüfmethoden
wozu wir unter anderem die Ermittlung der dielektrischen Verlust
zählen[2]. Großes Gewicht wird auch auf eine möglichst umfassend
Temperaturkontrolle der im Betrieb stehenden Maschinen und Appa
rate gelegt, in der richtigen Erkenntnis, daß auf diesem Wege allei
ein Einblick in die jeweilige Belastbarkeit der Anlage gewonnen werde
kann. Wichtig ist hierbei die Möglichkeit der Temperaturmessung a
unter Spannung stehenden Kupferleitern. Die Anwendung von Schutz
transformatoren, welche zwischen die Meßelemente und die übrig
Apparatur geschaltet werden, ergibt die gewünschte Betriebssicherhei
dieser Hilfsanlagen.

Endlich sei auf die noch nicht abgeschlossene Vervollkommnung de
Überstromschutzes hingewiesen, welcher auch in der Schweiz wie i
anderen Ländern seine besondere Geschichte hat. Die praktische un
theoretische Erkenntnis, daß die bisher üblichen Maximalstromrelai
den Anforderungen des Selektivschutzes in verzweigten Netzen nich
zu genügen vermochten, haben unsere schweizerischen Konstruktions
firmen schon vor längerer Zeit zum Studium neuer Vorkehrungen ve

[2] Spezialapparatur der Firma Trüb, Täuber Co., Zürich.

anlaßt, welche auf dem Prinzip des Impedanzschutzes fußen. Die heute auf den Markt gebrachten neuen Relais[3] haben im praktischen Betrieb bereits ihre Bewährung erfahren, so daß gesagt werden kann, daß der selektive Überstromschutz, wenigstens für die Konfiguration und Ausdehnung der schweizerischen Netze, wiederum einen befriedigenden Grad der Zuverlässigkeit erreicht hat.

In der Disposition der Schaltanlagen geht die Tendenz nach weiterer Vereinfachung und Übersichtlichkeit im Interesse großmöglichster Sicherheit des Betriebes und des Personals. Die zu diesem Zweck in amerikanischen Anlagen anzutreffende Trennung der einzelnen Phasen nach Stockwerken des Schalthauses hat bei uns noch keine Nachahmung gefunden, indem, nach unseren Erfahrungen, die bisherige Bauweise bei Verwendung richtigen Isolationsmaterials und genügender Phasenabstände selbst ohne dazwischenliegende Trennwände hinreichende Sicherheit bietet. Auch die vor wenigen Jahren noch empfohlene Absonderung der Ölschalter in besondere Gebäudeteile wird nicht mehr als unerläßlich betrachtet, ebensowenig der Einbau der letzteren in geschlossene Zellen. Diese Vereinfachung ist dem Umstand zu verdanken, daß die Konstruktionsfirmen inzwischen zu einer nahezu vollständigen Beherrschung der Ölschalterkonstruktion hinsichtlich der Abschaltsicherheit gelangt sind. Die im Laufe der letzten Jahre nach dieser Richtung vorgenommenen sehr eingehenden Untersuchungen unserer führenden Konstruktionsfirmen haben wohl einen nicht unbedeutenden Beitrag zur Erkenntnis der Abschalt- und Einschalterscheinungen im Ölschalter geliefert. Daß das Problem immerhin noch nicht nach jeder Richtung abgeklärt ist, beweist die Tatsache, daß die schweizerischen Konstruktionen für die Beherrschung sehr großer Abschaltleistungen im Innenaufbau des Ölschalters noch verschiedene Wege beschreiten. Während die Firma Brown, Boveri & Co. die Verringerung der Schalterarbeit durch die Vielfachunterbrechung vornimmt, verwendet die Maschinenfabrik Oerlikon die Einfachunterbrechung mit Explosionskammer nach eigenen Ausführungspatenten. Es sei an dieser Stelle erwähnt, daß auch die schweizerischen Konstrukteure schon seit längerer Zeit ihre Aufmerksamkeit dem Ersatz des Öls durch ein anderes Isolationsmedium schenken. So sehr eine solche Lösung mit Rücksicht auf die Brandgefahr des Öles, vom praktischen Betrieb aus betrachtet, begrüßt werden müßte, ist doch zu hoffen, daß dieser Vorteil nicht durch eine Komplizierung des Apparates erkauft werden muß, wie solche sich etwa durch die Verwendung von Druckluft mit den dazugehörigen Hilfseinrichtungen einstellen dürfte.

In der Aufstellung der Schalteinrichtungen als Freiluftanlage sind in unserem Lande im Laufe der letzten Jahre nicht unerhebliche Fortschritte hinsichtlich des relativen Aufwandes an Konstruktionseisen gemacht worden. Das Minimum an Eisengewicht erfordert die sog. Flachbauweise, die indessen hinsichtlich der Betriebsführung gewisse Mängel aufweist, indem sie meist nur eine geringe Sektionierung, z. B.

---

[3] Wir erwähnen das Minimalimpedanzrelais der Maschinenfabrik Oerlikon und das Distanzrelais der Firma Brown, Boveri & Co., Baden.

für Revisionszwecke, erlaubt. Anderseits wird vom Betriebe neuerding wieder auf die Wünschbarkeit der witterungsgeschützten Zugänglich keit der Schalter- und Trennmesserantriebe hingewiesen, was die An ordnung von gedeckten oder unter Boden verlegten Bedienungsgänger zur Folge hat. Wir nähern uns mit dieser Verfeinerung der Freiluft anlagen wieder mehr der Anlage unter Dach, d. h. der sog. Hallen bauweise, so daß es fraglich erscheint, ob die Freiluftausführung auch in Zukunft ihr Feld behaupten wird.

Auch die Ausführung der Kommandoanlagen erfährt eine immer weitergehende Vervollständigung, gedrängt durch die steigenden Anforderungen, die an den sie handhabenden Schaltmeister gestellt werden. Wir erwähnen in erster Linie das Bedürfnis nach Einrichtungen zur Kontrolle des Betriebszustandes. Das Rückmeldeschema soll durch Signallampen und Zeigerapparate den jeweiligen Schaltzustand der Anlage selbsttätig in schematischer Form wiedergeben. In größeren Anlagen wird die Betriebssicherheit durch das sog. Kommando-Signal-System zu erhöhen versucht, welches vom Kommandoraum aus diejenigen Schalter und Trennmesser, die von Hand betätigt werden müssen, an ihrem Standort selbst durch Signallampen bezeichnet, um Fehlschaltungen durch das dortige Bedienungspersonal zu vermeiden. Daneben verbleibt natürlich im Kommandoraum die übliche Schalttafel, welche die Steuerorgane und Meßinstrumente vereinigt. In jüngster Zeit geht das Bestreben dahin, die Schalttafel mit dem Rückmeldeschema zu vereinigen, indem in letzteres auch die Steuerorgane und Meßinstrumente eingebaut werden. In diesem Zusammenhang erwähnen wir endlich noch die Einrichtungen zur konzentrierten Überwachung gewisser Betriebsgrößen, wie Temperatur der Maschinen und Apparate, Kühlwassermengen und dgl., vom Kommandoraum aus.

Das richtige Funktionieren all dieser Hilfseinrichtungen setzt natürlich die Verwendung geeigneter und betriebssicherer Meßinstrumente und zugehöriger Spezialapparate voraus. Wir können konstatieren, daß die auf diesem Gebiete tätige schweizerische Industrie mit ihren Produkten den genannten Anforderungen heute durchaus gerecht zu werden vermag. Das gleiche gilt übrigens auch bezüglich der Einrichtungen zur Fernmessung und insbesondere Fernsummenmessung der elektrischen Betriebsgrößen[4].

Bezüglich der Einzelapparate der Hochspannungsanlagen wäre noch das Bestreben der Konstrukteure nach Vereinfachung der Meßeinrichtungen zu erwähnen. Obschon von seiten des Betriebes, wenn immer möglich, danach getrachtet wird, diese Einrichtungen in die Unterspannung zu verlegen, ist oft die Anbringung kostspieliger Spannungsmeßeinrichtungen nicht zu vermeiden. Die üblichen Spannungswandler fordern bei sehr hohen Spannungen bekanntlich ganz bedeutende Abmessungen, bei relativ großem Gewicht und hohem Preis.

Die schweizerische Industrie hat hierin zwei Neuerungen zu verzeichnen, welche nach dieser Richtung nicht unwesentliche Vorteile

[4] E. u. M. 1929, Heft 10. Siehe auch Sonderbericht von Ing. *Janicki* an der diesjährigen Konferenz über „Die elektrische Fernmessung mit besonderer Berücksichtigung der Summen-Fernmessung".

bringen. Der Widerstandsspannungswandler der Firma Trüb, Täuber & Co. in Zürich besteht aus einem hochohmigen Widerstand, der über die Primärwicklung eines Stromwandlers zwischen Hochspannung und Erde gelegt ist. Der durch den Widerstand fließende Strom ist der Spannung proportional. Da der neue Spannungswandler kein Eisen benötigt, fallen seine Dimensionen und das Gewicht verhältnismäßig klein aus. Brown, Boveri u. Co. baut in Analogie zu den bekannten Prüftransformatoren dieser Firma einen Spannungswandler, bei dem das zylindrische Ölgefäß aus Isoliermaterial besteht, dessen eiserne Abschlußklappen oben und unten die beiden Klemmen der einseitig (unten) geerdeten Primärwicklung bilden. Die Sekundärwicklung ist am unteren geerdeten Ende des Apparates angebracht. Bei dieser Konstruktion ist demnach die Anordnung von Durchführungsisolatoren überflüssig geworden. Beide Ausführungen haben sich im Betriebe bewährt.

Bezüglich der *Betriebsführung der Energieerzeugungs- und -verteilanlagen* können in unserem Lande keine von den Verhältnissen der übrigen europäischen Netze abweichende Merkmale verzeichnet werden. Die Lastverteilung auf die einzelnen parallel arbeitenden Kraftwerke erfolgt nach den üblichen Prinzipien, wobei das Bestreben nach möglichst geringerer Frequenzschwankung geht. Es werden zu diesem Zwecke neuerdings besonders genau registrierende Frequenzmesser verwendet. Im allgemeinen wird im Interesse bestmöglicher Ausnützung des hydraulischen Energieangebots der Parallelbetrieb sämtlicher disponibler Kraftwerke ein und derselben Unternehmung angestrebt, wobei aber Maßnahmen getroffen werden, welche im Störungsfalle das Netz in einzelne, mit ihren zugehörigen Kraftwerken alsdann selbständig arbeitende Gruppen aufteilen. Die Aufschneidung erfolgt meist automatisch und wird üblicherweise in jenen Verbindungsleitungen vorgenommen, welche normalerweise keinen oder nur geringen Energiefluß aufweisen. Dies ermöglicht eine relativ feine Einstellung der Kupplungsschalterrelais. Bei Ausfall einer Kraftwerkseinheit erfolgt bei einigen Unternehmungen zugleich auch die Abschaltung einer entsprechenden Abnehmergruppe, um die Frequenz des verbleibenden Betriebes möglichst wenig zu alterieren. Der Energieaustausch zwischen den einzelnen, verschiedenen Unternehmungen angehörenden Kraftwerksgruppen geschieht, wenn immer möglich, in separatem Betrieb, sei es, daß der Lieferer die vereinbarte Leistungsquote mit besonderen Maschineneinheiten dem Netz des Abnehmers zuführt, sei es, daß letzterer einen losgetrennten Netzteil zur Belieferung durch ersteren überläßt.

Die Spannungsregulierung und Blindlastverteilung unserer Netze erfordert im steigenden Maße die Verwendung von Reguliertransformatoren, sei es in Form von unter Last zu betätigenden Stufenschaltern, sei es als sog. Drehtransformatoren. Über beide Ausführungsarten wird nachfolgend noch berichtet.

Die Stabilität der Parallelbetriebe ist befriedigend, trotzdem die häufige Verwendung der bekannten Strombegrenzungsrelais — Bauart

Brown, Boveri & Co. — in unseren Kraftwerken a priori ein leichteres Auseinanderfallen der Betriebe im Störungsfalle erwarten ließe.

An dieser Stelle sei endlich noch auf die Bemühungen hingewiesen, die seitens der Elektrizitätswerke auch in unserem Lande hinsichtlich der Entlastung der generatorischen Anlagen vom Blindleistungsbedarf der Netze unternommen werden. Im allgemeinen zeigt sich, daß für unsere Verhältnisse die Aufstellung von zentralen Kompensationseinrichtungen, sei es unter Verwendung von synchronen oder kompensierten Induktionsmaschinen, nicht immer die wirtschaftlichste Lösung darstellt. Abgesehen von den tarifarischen Maßnahmen, bevorzugen unsere Werke mehr die Kompensation am Verbrauchsort der Blindleistung durch die bekannten hierfür geeigneten Vorrichtungen. Wir versprechen uns eine besondere Entwicklung in der Verwendung der statischen Kondensatoren, wofür bereits preiswerte und betriebssichere Ausführungen vorliegen[5].

C. Einige statistische Zahlen über die schweizerische Energieerzeugung und -verteilung

Das Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE.) führt seit Oktober 1926 eine Produktionsstatistik, die einen klaren Einblick in das Verhältnis von Erzeugung und Verteilung der elektrischen Energie im Verkauf an Dritte gestattet. Wir entnehmen der jüngsten Veröffentlichung[6] folgende Zahlen:

	1926/27 10^6 kWh	1927/28 10^6 kWh	1928/29 10^6 kWh
In den Flußwerken disponible Energie .... ca.	3515	3622	3788
Von den Saisonspeicherwerken erzeugte Energie	439,5	457,5	506,6
Importierte Energie	20,5	15,7	21,4
Von thermischen Kraftwerken erzeugte Energie	1,7	2,18	5,07
Total der disponiblen Energie	3976,7	4097,4	4321,17
Von dieser Energie konnten nicht verwertet werden	900,7	736	762
Die verwertete Energie betrug	3076	3361,4	3559,1
Davon wurden exportiert	984	1085,4	1004,1
In der Schweiz verwendet:			
a) für normalen Gebrauch	1880	2002	2208
b) für thermische Bedürfnisse (ohne Liefergarantie, zu Abfallpreisen)	212	274	257
Die in der Schweiz verbrauchte Energie verteilt sich ungefähr wie folgt:			
Für allgemeine Zwecke	1433	1590	1800
Für Traktion (SBB. nicht inbegriffen ca. 150 Mill. kWh)	180	192	204
Für Elektrochemie, Metallurgie, elektrotherm. Zwecke (nicht inbegriffen die Energie, die für diese Zwecke von den Fabriken in eigenen Werken erzeugt wird, von den Berichterstattern auf ca. 950 Mill. kWh geschätzt)	479	494	461
Total in der Schweiz verbrauchte Energie ...	2092	2276	2465

[5] Geliefert von den Firmen E. Haefely & Co. A.-G. Basel und Micafil, Altstetten bei Zürich
[6] Bulletin des VSE. 1929, Nr. 23.

Von der Totalproduktion entfielen 0,14% auf die thermischen Reservekraftwerke und 99,86% auf die hydraulischen Anlagen.

Das Verhältnis der verwerteten Energie zu derjenigen, die hätte produziert werden können, war 82,3%, d. h. angenähert dasselbe wie im Vorjahre.

Die wöchentliche Energieproduktion war im Mittel 6,41mal so groß wie die Produktion eines Wochentages.

Der Vergleich mit der im Jahre 1927/28 erzeugten Energie ergibt folgendes Bild:

Eine Zunahme der totalen ausgenützten Energie von	$198 \cdot 10^6$	kWh	(5,9%)
Eine Zunahme der exportierten Energie von	$8,7 \cdot 10^6$	„	(0,8%)
Eine Zunahme der in der Schweiz für normalen Verbrauch verwerteten Energie von	$206 \cdot 10^6$	„	(10,3%)
Eine Abnahme der in der Schweiz abgegebenen Abfallenergie	$17 \cdot 10^6$	„	(6,2%).

Ordnen wir den *gesamten* heutigen *Inlandverbrauch* nach den Hauptanwendungsgebieten, ergibt sich in runden Zahlen folgendes Bild:

	10^6 kWh	%
Motorische Kraft	ca. 1550	ca. 43
Chemie und Metallurgie (ohne Motoren und Licht)	„ 1300	„ 37
Wärme	„ 360	„ 10,3
Licht	„ 340	„ 9,7
Totaler Verbrauch	ca. 3550	= 100%

Vom Betrag für die Wärmeanwendungen entfallen schätzungsweise etwa 250 Mill. kWh auf die Haushaltungen und ähnliche Betriebe (Institute, Spitäler, Restaurants), an der Verbrauchsstelle gemessen. Der Betrag ist ziemlich bedeutend. Die Verhältnisse kommen besser zum Ausdruck in den spezifischen Konsumziffern. Wir rechnen, daß die privaten Haushaltungen allein zur Zeit etwa folgende Konsumziffern aufweisen:

Licht	30	kWh/Kopf	= 40%
Wärme	45	„ „	= 59%
Motorische Anwendungen	1	„ „	= 1%.

Das sind Mittelwerte; die extremen schwanken sehr, besonders im Wärmebedarf, der z. B. in der Stadt Basel den Betrag von ca. 136 kWh pro Kopf der Haushaltung aufweist. Der Anschluß der Wärmeapparate ist in rasch steigender Entwicklung begriffen. Wir lassen als Beispiel die Verhältnisse eines größeren ländlichen Versorgungsgebietes[7] mit ziemlich großem industriellen Einschlag folgen, welches in der Betriebsperiode 1927/28 einen totalen Umsatz von 181 Mill. kWh aufwies. Die Anschlußwerte entwickelten sich wie folgt:

[7] Elektrizitätswerke des Kantons Zürich.

Jahr	Anschluß kW	Davon Motoren %	Licht %	Wärme %
1918/19	140000	55	16	29
1921/22	100000	52	15	33
1924/25	245000	47	16	37
1927/28	303000	45	15	40

Die Anschlußleistung der Wärmeapparate hat also nahezu jene der Motoren erreicht. Indessen sind darunter auch industrielle Wärmeverbraucher gezählt.

Resumé

La production de l'énergie en Suisse se conçoit essentiellement par l'exploitation rationnelle des sources d'énergie hydraulique.

Même si l'énergie calorifique est appelée à une utilisation plus générale, des raisons économiques n'en exigeront pas moins que l'énergie électrique n'intervienne pour la plus grande part dans la producton du courant.

Afin d'obvier à l'irrégularité du débit, une collaboration s'impose entre les Centrales à réservoirs et des Centrales sans réservoirs.

Au moment de l'abondance des ressources hydrauliques, il faut trouver dans l'exportation un débouché au courant que l'on ne consomme pas dans le pays même. Ceci exige un réseau à développement général. Les réseaux à grande puissance qui ont été largement conçus sont capables d'assurer cette condition.

Le rapport décrit les désidérata qu'il convient d'observer dans la conception et l'exploitation des installations de production et de distribution électrique, et donne à ce sujet quelques renseignements statistiques.

Russia

Five Year Plan of Electrification in the U.S.S.R. 1928/29 to 1932/33

Comité de l'USSR

Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

1. Scheme of Electrification in the U.S.S.R.

The first plan of electrification of the Soviet Union was elaborated in 1920 and was sanctioned by the Government in 1921. It is usually referred to as the "Goelro (Committee for the Electrification of the U.S.S.R.) Plan"; reports thereon were submitted to the World Power Conference in 1924.

Strictly speaking, the scope of the Goelro Plan was wider than could have been derived from its title. As a matter of fact it was a general plan for the development of the entire national economic system during a period of ten to fifteen years. Operations had to set in at a time when industry managed only a small percentage of its production compared to its pre-war output, agriculture and transporting facilities having been ruined by the long external and civil wars. The ultimate stage of this development towards the end of the period was planned to be about 85% over the average of the pre-war output. It was intended not only to confine the task to the mere restoration of what had suffered from the war but also to carry out technical reconstruction on the power basis.

After the Goelro Plan had been sanctioned, a new government institution—the State Planning Commission (Gosplan)—was created whose board was made up of persons who had contributed to the elaboration of the Goelro Plan. This commission superintends the planning of work in the U.S.S.R. up to the present time.

The plans for the development of industry, electrification, transport, commerce, finance etc. are worked out by respective People's Commissariats (industry being controlled by the Supreme Council of People's Economy). The plans for the development of the welfare of individual districts are worked out by either state or community institutions. The Gosplan combines all these plans into a general scheme for a uniform economic system for the country as a whole, issues directions as well as sets limits which, after being sanctioned by the Government, are distributed to the municipal institutions for practice.

The aims of the Goelro Plan are actually approaching fulfillment while a new general plan has not yet been completed.

In May, 1929, the Government approved of a bill which was carefully adjusted to aid the development of national economy over the period from 1928/29 to 1932/33.

Below are given several fundamental objectives of the Five Year Plan, as provided for the last year of the period, together with the corresponding aims of the Goelro Plan as well as data for 1913.

	1913	Goelro Plan for 1931 to 1936 (worked out in 1920)	Five Year Plan for 1932/33 (worked out in 1929)
Smelting of cast iron in million tons....	4.6	8.3	10.0
Coal output in million tons	36	63.8	75.0
Capacity of regional electric stations in megawatts (1000 kW)	147	1750	3000
Total output of electric power by all stations in milliard kWh	2	—	22

Towards the autumn of 1929 it already became evident that in the Five-Year Plan the rate of national economic development possible under the Soviet system had been underestimated, one of the reasons for the rapid increase being the adoption of the continuous five-day week which makes it possible to fully utilize the available industrial and other equipment. The results attained in 1928/29 actually exceeded the respective projects.

Eventually the Five Year Plan was revised by way of increasing the fundamental indices.

Accordingly, the electric power output for 1932/33 is estimated at 26 milliard kWh.

In the following pages the indices of the electrification plan are refigured in accordance with the new conditions, wherefore some of them exceed the respective figures referred to by the author in his report "Power Supply of the Industry of U.S.S.R., and Possible Developments Over Period 1925/26 to 1932/33" submitted to the World Power Conference Sectional Meeting held in Tokyo in November 1929, which report comprised the description of the changes in the power balance of the industry in the U.S.S.R. under the influence of the technical reconstruction of the power supply system.

2. Fundamentals and Methods of Planning Electrification

The chief object of the Goelro Plan consisted in supplying the requisite amount of power to the country, avoiding, as far as possible transportation of fuel. Hence the tendency to utilize the local power resources as well as all sorts of combustible refuse.

The next task of the plan was to provide the country with cheap electric energy, so as to promote the creation of electric-power-consuming industries of which pre-war Russia was totally devoid.

The authors of the Five Year Plan were confronted with the same tasks.

However, whereas the Goelro Plan was confined to the projecting of large regional stations in industrial districts, the new Five Year Plan treats the same fundamental problem on a deeper and wider scale. The plan of electrification has become, indeed, a plan of energy supply stipulating the creation of unison in power resources in all industrial districts. At the same time supplying of heat is planned to industry and individuals.

During the first years of Soviet power, the nationalization of industry and the adoption of the prospective-plan-system have, as a matter of fact, blurred out the distinction between utility and private use stations. Likewise the distinction is considerably lessened between regional stations and new factory generating plants. The latter are justified exclusively in the cases in which they supply the inner power resources of the undertaking while the larger power plants distributing energy over their district pay exactly the same toll as the regional stations. Accordingly, a series of such large power plants supplying power to local circuits have been rated as regional stations in the operative plan for 1929/30 and will be classified in the same way in subsequent years[1].

The capacity generated by the electric power stations classified as regional stations, compared to the total energy generated by all the existing stations, characterizes the degree of centralization of power supply in the U.S.S.R.

The municipal stations in the districts in which the system of unified power economy is practised, are in computatious of capacity added to the total capacity of regional stations, provided they are heat and-energy generating stations feeding power into the common network.

The principle of the utilization of local fuel resources is applied to all the power stations, also that principle according to which any supply station in the U.S.S.R., generating sufficiently cheap energy, is bound to provide all consumers located near enough to use this power to advantage.

For this reason, the distinction between the main group (regional stations) and other stations, both in respect to the utilization of local fuel resources and in respect to the centralization of power supply, is purely quantitative: the former distribute energy on a wider scale.

In planning electrification, two methods are applied for the determination of the requisite values of the generation of energy and the capacity of stations for the year in question.

The first method, which is the fundamental one, considers the contemplated development of industrial and other branches in this particular area on the one hand, and on the other, the power resources of

[1] This is the reason why the table of regional stations given in the appendix comprises a number of stations greatly exceeding that mentioned previously as provided by the Five Year Plan.

this district. Summing up the electric power output and the capacity of stations respectively for all districts, we obtain the values of the fundamental indices for the entire Union of S.S.R.

Another method is applied which, while checking the first one, at the same time determines the summarized fundamental indices for either the whole Union or some individual district. This method can be applied after the gross industry output, both for total and for individual branches of industry has been definitely scheduled (at present the calculation is based on the prices of 1926/27). On the basis of statistical returns for previous years, coefficients are calculated which establish the relation between the gross industry output and the consumption of power in the main branches of industry. This affords the possibility of estimating in our statistics the consumption by industry of electric energy plus the energy termed "mechanical energy", i. e. the energy generated by prime movers geared directly to working machinery, without the intermediary of electric motors. The coefficients characterize the degree of electrification and are based on the projected technical re-construction. Thus the electric energy required by industry is figured from the total amount of energy consumption.

The ratio of consumption of electric power by industry to that by transportation and population (the percentage of power consumption by industry, compared to the total energy consumption in the country varying in general very little), is estimated by statistical data and by data obtained by the first, fundamental, method.

Therefore the total energy consumed by the country is obtained on the basis of the projected value of gross industry output.

Assuming a certain percentage of losses, the value of electric power to be generated is worked out of the value obtained for consumption.

The value worked out in this way exceeds that obtained from the estimation of consumption.

As a further stage of prospective planning, several variations are introduced for a certain year with regard to the possible extension of the construction of electric supply plants in individual regions. The problem as to which of these variations affords the best assistance for the establishment of new undertakings, is discussed with the offices in charge of the development of individual branches of industry.

After all the questions connected with the distribution of new undertakings are solved, it becomes possible to introduce greater precision in the scheme of electrification.

The working out of annual operative plants for construction and development of electric power stations is accompanied each year by checking of the conformity of the electrification plan to the plan of the development of national economy as a whole, whereupon, if necessary, amendments are introduced.

The five year prospective plan is therefore, not a rigid unalterable scheme, but is subject to change when ameliorations are proposed.

3. Indices of the Five Year Plan of Electrification

Notwithstanding the intense electrification conducted at present and described in another report by the same author: ("Development of Electrical Construction and Supply of U.S.S.R. over period 1923—1929"), a number of industrial districts will not be sufficiently supplied with electric power until the last two years of the five year period.

The continuous five day week[2] is being introduced in all industrial concerns to utilize the available equipment to a fuller extent. For electric power stations such a system greatly improves the curve of annual load since the holiday and pre-holiday downfalls are eliminated. However, this system prevents the overhaul of equipment, formerly done weekly. The increase of reserve machinery and spare parts therefore becomes an important factor.

Another task consists in rendering, in the last years of the five-year period, higher quality electrical service—much higher, indeed, than is the case nowadays. Within the five-year period it is contemplated to raise the coefficient of industrial electrification from 50% (in 1927) to 82% (in 1932/33), i. e. the ratio of the electric power consumed by industry to the sum of electric power and that generated by prime movers connected directly to machine tools.

For the reasons pointed out the extension of electric power supply in the country should exceed the rate of the development of industry rather rapidly even although the latter is already very high.

The following table demonstrates the growth of electric power supply generated by certain groups of electric stations for the first and last years of the period, as compared with the corresponding data for 1913.

Generation of Electric Energy in Mill. kWh

	1913	1927/28	1932/33
Regional stations	431	1814	19000
Other utilities	259	578	1500[3]
Total Utilities	670	2392	20500
Factory Plants	1255[3]	2788[3]	5500
Total	1945	5180	26000
In %	100	267	1335
	27	100	500

Besides the gigantic increase in generation of electric power one can note the increasing share of the group of regional stations in the electrical supply system of the country. In 1913 this share amounted to 22,1% compared to the total energy output while in 1927/28 the corresponding value rose to 35% and finally in 1932/33 will arrive at more than 73%.

The following table shows the approximate distribution of electric power supply among groups of consumers.

[2] The continuous industrial week means that a plant is run continuously and uniformly all the year round. The week is reduced to five days, four of which every individual worker spends at work, the fifth day is a holiday, but not uniform to all workers.

[3] Including railway supply stations.

Electric Power Supply in Mill. kWh

Groups of Consumers	1927/28	1932/33	Percentage Increasement
Industry	3410	18200	543%
Out of this amount electrochemistry and electrometallurgy	(280)	(3500)	(1250%)
Population	765	1150	418%
Transport	125	500	400%
Out of this amount electric traction	(20)	(250)	(1250%)
Total consumption:	4300	19850	460%
Losses and service requirements	880	4150	474%
Total:	5180	24000	460%

The above table illustrates the extremely great increase of electric power supply consumed by electro-chemistry and metallurgy, this being due to the construction of several hydro-electric stations (the largest of which in the Dnieper Scheme) as well as a few large steam generating plants which will utilize coal-refuse in the neighbourhood of mines; these factors will allow of creating new electro-chemical and metallurgical works in the U.S.S.R.

In 1932/33, simultaneously with the Dnieper hydro-electric scheme, a powerful group of plants working on cheap hydro-power will be placed into service; and so will also another large group located near Toula, likewise the Bobrikov regional sub-station calculated to utilize the cheap Moscow brown coal.

The creation of such combined groups of power plants may be considered a new feature brought into existence by the peculiarities of the U.S.S.R. economic system.

The following table shows the amount of electricity needed to balance the requirements provided for 1933, compared to productions of 1913 and 1928. Compare this with the above tables.

Capacity of Electric Stations in Megawatts

	October		
	1913	1928	1933
Regional stations	147	561	5300
Other utilities	139[4]	388[4]	800[4]
Public utility stations, Total	286	949	6100
Factory plants	750	924	1600
Total:	1036	1873	7700

The scope of electrification to be assumed according to the Five Year Plan is illustrated by the aggregate capacity of regional stations now under construction (including extension of stations already in exploitation and the construction of entirely new schemes) as well as by the

[4] Including railway electric stations.

scheduled capacity of these plants when in exploitation, specified for each successive year of the period.

Summarized Program of Construction of Regional Electric Stations in MW (in lump figures)

	1929/30	1930/31	1931/32	1932/33
In construction during the specified year	2800	4150	5000	6000
Out of this number to be placed into service towards end of year	500	655	1000	2000

In working out the above program it has been found necessary to accelerate the construction of some individual stations, so that the construction term allowed for steam regional stations should not exceed two years. Heretofore generating plants were being constructed at a slower rate.

The length of high voltage networks naturally increases as the power stations increase their capacity. This is illustrated by the following schedule.

Length of High-Voltage Lines in Exploitation in km (in terms of single-conductor lines)

Tension	1927/28	1932/33
220	—	950
115	1104	7000
20—66	1861	8000
Total	2965	15950

4. Qualitative Indices of the Five Year Plan of Electrification

The gigantic growth of the quantitative indices of electric power supply in the U.S.S.R. has reduced the value of prerevolutionary assets in the power field to a practical zero. This growth in itself is bound to produce a revolutionary effect upon the qualitative indices of the electric supply system.

Moreover, inasmuch as we are endeavouring to utilize to the utmost all those existing achievements of world power technique the efficiency of which has been actually proved, and since we have created a system of unified power economy,—we are justified in anticipating towards the end of the five year period such radical changes in qualitative indices as are attained in other countries as a result of continuous efforts.

We are in a position to overtake elder industrial countries which still carry the burden of somewhat out-of-date power installations.

The Electrification of the country's industry increases, as has already been pointed out above, at the rate of approximately 50% (in 1927/28) to 82% (in 1932/33), although the air blowers for blast furnaces of powerful metallurgical works which we are beginning to construct will limit the increase of electrification during the five year period.

The power supply per worker, i. e. the ratio of the number of kilowatt-hours consumed by industry to the number of permanently employed wage-earners, will increase since 1925/26 more than three times, as may be seen from the following table:

Power Supply per Worker
Power consumption per worker per year:

	1925/26	Provided for 1932/33
Total amount of power (mechanical plus electrical) in kWh	2320	5850
Consumed on motive power in kWh..................	2200	4610
Electric power in kWh..............................	1105	4800
Power of engines actuating working machinery in h.p..	1.57	3.6

We have included in the above table the power (in h.p. per worker) of the engines actuating the working machinery since this value usually characterizes the consumption of power per worker. Under the conditions in our country, however, this value would not appear representative since it depends on the utilization of indicated power. Now, these conditions, especially in connection with the adoption of the continuous industrial week, are different for the two years compared; likewise they make it difficult to make U.S.S.R. data truly comparable with those of other countries. We, therefore, maintain that the rating of power supply per worker instead of being carried out in terms of engine capacity should be calculated in terms of useful engine work.

In the above-mentioned report of the author, delivered at the Sectional Meeting of the World Power Conference in Tokyo in November, 1929, it was shown that the *thermal coefficient of fuel utilization* for industry as a whole in 1932/33 was bound to increase by 40% against the respective figure of 1925. This indeed had been foreseen in the original version of the Five-Year-Plan in which the electric energy output in 1932/33 was estimated to be 19,1 milliard kWh.

But in the later amended version of the Five-Year-Plan the electric power output for the same year is projected to be, as we have mentioned above, 26 milliard kWh. However we have not yet at hand all the data required for the calculation of a complete balance of power for industrial purposes. In any case, the thermal coefficient of fuel utilization in the new plan is liable to be still higher than that provided for by the first version of the Five-Year-Plan.

The specific consumption of fuel per kilowatt-hour generated from the bus-bars of a station is bound to decline as shown in the following table:

Average Consumption of Fuel in kg per kWh Generated Energy
(The calorific value of fuel is assumed to be equal to 7000 cal)

	1913	1927/28	1932/33
Regional stations	1.15	0.84	0.65
Other utilities	1.50	1.27	1.11
All stations of public utility	1.28	0.93	0.71

The utilization of local power resources in the centralized system of electric power distribution (groups of regional stations) is shown by the following figures showing the distribution of the aggregate capacity of stations in regard of various sources of power.

	October			
	1928	%	1988	%
Hydro	73	13	891	16.8
Peat	139	24.8	1204	22.72
Anthracite culm	20	3.56	747	14.1
Sub-Moscow brown coal	12	2.14	435	8.2
Ural brown coal	6	1.07	263	4.96
Non-commercial grades of Donietz Basin, Kousnetzk Basin and local coals	68	12.1	572.5	10.8
Shales	0	0	48	0.9
Gases of blast furnaces and other refuse of metallurgical works	0	0	384	7.25
Paraffin mazout and refuse of petroleum works	104	18.53	259.5	4.9
Highly calorific fuel brought to the places of consumption from afar	139	24.3	496	9.37
Total	561	100%	5300	100%

The following table represents the coefficient showing to which extent the capacity of power stations has been actually utilzed. It should be noted that in view of the high annual increment it has been found advisable to determine this factor by dividing the annual output of electric energy by the arithmetical mean of the projected annual capacity in the beginn'ng and end of the year.

	1913	1927/28	1932/33
Regional stations	2430	3400	4670
Other utilities	1510	1600	2000
Total utilities	1860	2675	4260
Factory stations	1670	3220	3550
Total	1770	2945	4080

In is worth mentioning that in 1927/28 the power reserve of regional stations was below normal, wherefore the plant use factor in this group of stations is excessive as compared with the degree of the centralization of electric supply attained in that year.

The considerable increase of the plant use factor at the end of the five-year period, may be accounted for, besides the increased centralization of electric supply, also by the influence of the "continuous working week".

The growth of the qualitative indices of electric energy supply was naturally bound to result in a considerable reduction of energy self cost. The following table shows the cost of energy at the station as well as the cost of energy at consumer's end (for different networks of U.S.S.R.). The average value for the regional stations of the whole Union is also given for the first and the last years of the five-year period. The

data for 1927/28 is based on available statistical returns, while th
for 1932/33 are carefully estimated, though they may be in some ca
somewhat high.

Average Cost of Electric Energy in Russian Currency (Copecs) per kWh

District	1927/28		1932/33	
	At station bus-bars	At consumer's end	At station bus-bars	At consu mer's en
Moscow	3.84	6.46	3.3	4.3
Leningrad	3.67	6.82	3.8	5.3
Ural	2.88	3.81	2.5	3.8
Donetz Basin	5.82	7.55	1.8	2.3
Dnieper scheme	—	—	1.0	1.2
Georgian S.S.R.	—	—	3.1	3.7
Average for the U.S.S.R.	3.46	5.82	2.6	3.5

The above data proves that the cost of electric energy varies wid
for different districts as it depends upon the available local pov
resources.

The cost of electric energy is calculated for all stations at unifo
standards with an extra charge of 6% on capital invested. The cost
electric energy, together with data on the local power supply, are
vital importance in the selection of sites for projected establishmen

Appendix

Distribution of Capacity of State Regional Stations in Exploitation and un
Construction as estimated for September 30, 1933

District	Capacity in MW	
	*	*
I. Moscow Industrial Region	1028	275
II. Nishni Novgorod District	209.5	270
III. Ivanovo Industrial District	454	100
IV. Leningrad District	625.5	280
V. Ural District	407	360
VI. Central Black Earth District	72	48
VII. North Caucasus District	373.5	290
VIII. Middle Volga District	107	65
IX. Low Volga District	136	124
X. Western District	57	24
XI. Siberia	102	224
XII. Caucasus Auton. S.S.R.	88	70
Total for R.S.F.S.R.	3738.5	2130
Out of this number hydro stations	230.5	385
XIII. Ukrainian S.S.R.	1056	490
XIV. Transcaucasian S.F.S.R.	360.5	79
XV. White-Russian S.S.R.	64	43
XVI. Uzbekian S.S.R.	70	90
Total for the U.S.S.R.	5300	2846
Out of which number hydro stations	891	732

* Under exploitation.
* Under construction less stations whose construction is to begin in Summer 1933.


Super-Power Stations of the U.S.S.R.
in 1933
in service
under construction
Kizel
Nishne Ssalda
Tschelabinsk
Magnitogorsk
Kasan
Samara
Sirt
Saratow
Stalingrad
Lipetsk
Woronesh
Briansk
Kaschira
Bobriki
Tweri
Jaroslaw
Upper Swir
Lower Swir
Wolchow
Dubrowka
Red October
Kiew
Bug
Dnjepr
Charkow
Krassnodar
Baksan
Baku

Zusammenfassung

1. Der neue Elektrisierungsplan für die Jahre 1928/29 bis 1932/33 bildet ei weitere Entwicklung des Goelro-Planes, welcher 1921 von der Regierung bestäti wurde und, wie bekannt, den Bau von 30 staatlichen Großkraftwerken mit ein Gesamtleistung von 1500 MW vorsah.

Die im Mai 1929 im Elektrisierungsplan gestellten Aufgaben wurden später a Grund der Ergebnisse des verflossenen Planjahres bedeutend erweitert. Infolg dessen vergrößerten sich die hier für das Schlußjahr gegebenen Zahlen erhebli gegenüber den vom Verfasser im November 1929 der Tagung der Weltkraf konferenz in Tokio dargestellten.

2. Es sollen bis Ende des 5. Jahres in allen vorhandenen sowie neu zu gründe den Industriebezirken des Landes einheitliche Energiewirtschaftssysteme erricht werden, welche es ermöglichen sollen, Industrie und Bevölkerung nicht nur m Elektroenergie, sondern auch mit der nötigen Wärme, welche möglichst als Abfal erzeugnis in den Elektrizitätswerken gewonnen wird, zu versorgen.

3. Der Plan setzt voraus: eine maximale Ausnutzung von örtlichen Energi vorkommen sowie das Errichten von billigen Stromerzeugungsquellen und deren Nähe erhebliche Elektrizitätsmengen verbrauchende Unternehmunge welche vorher im Lande nicht vorhanden waren.

4. Die Stromerzeugung stieg von 1945 Mill. kWh i. J. 1913 auf 5180 Mill. kW i. J. 1927/28 und soll 26000 Mill. kWh i. J. 1932/33 betragen, was eine 5fache Ve größerung der Produktion ergeben wird. Von diesen 26000 Mill. kWh sollen 1900 von den Systemen der zentralisierten Elektrizitätswirtschaft (Gruppe der Staat großkraftwerke) geliefert werden.

5. Die Leistung sämtlicher Elektrizitätswerke der UdSSR. wird von 1036 MW i. J. 1913 resp. 1873 MW im Oktober 1928 bis auf 7700 MW im Oktober 1933 a steigen.

6. Die Länge der in Betrieb befindlichen Hochspannungsleitungen wird sic von 2965 km i. J. 1927/28 auf 16000 km i. J. 1932/33 vergrößern. Für das End des 5. Planjahres sind zwei 220-kV-Leitungen vorgesehen.

7. Die Industrie wird Ende des 5. Jahres zu 82% (an Stelle der jetzigen 50% elektrisch betrieben werden. Zur gleichen Zeit entfallen auf je einen in der In dustrie betätigten Arbeiter pro Jahr 7500 kWh (2320 kWh i. J. 1925/26).

8. Der spezifische Brennstoffverbrauch pro erzeugte kWh sinkt in den Staat großkraftwerken von 0,84 kg (7000 cal) i. J. 1927/28 auf 0,65 kg i. J. 1932/33.

Es wird die Verteilung der Leistung der Staatsgroßkraftwerke auf Energie quellen angegeben, woraus ersichtlich, daß Ende 1932/33 mit zu transportieren dem, hochwertigem Brennstoffe nur ca. 10% aller Staatsgroßkraftwerke betriebe werden sollen.

9. Die Stromkosten verringern sich durchschnittlich für die gesamte UdSSR in Tscherwontzen-Währung berechnet, folgendermaßen: ab Sammelschienen de Staatsgroßkraftwerke von 3,46 Kop./kWh i. J. 1927/28 auf 2,6 Kop./kWh i. J. 1932/3 und beim Abnehmer im Mittel von 5,82 auf 3,5.

Bei der Strompreiskalkulation wird das investierte Kapital mit 6% eingerechne (es werden hierbei die während der Bauperiode wachsenden Zinsen in Betrach gezogen).

Russia

Developments in Electrical Constructions and Electrical Supply of the U.S.S.R. over the Period from 1923 to 1929 incl.

Central Electrotechnical Council

Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

Changes in U.S.S.R. Electrification Plans Introduced during the Interim between the Two Power Conferences

In a report entitled "Aperçu sur la production et la distribution de l'énergie électrique dans l'Union des Soviets Républiques Socialistes" submitted to the first World Power Conference in London, the Chief Electrotechnical Board gave a detailed description of the electrical supply of the U.S.S.R. up to the end of 1923.

At that time work on the development and remodeling of the existing system of electrification had only begun, conducted along the lines of the *Goelro* electrification scheme approved at the end of 1921. Concrete results were at that time obtained only in the reconstruction of existing electrical stations which had materially suffered in consequence of the lengthy period during which Russia was undergoing imperialistic and civil wars. However, in the course of this reconstruction work, the principles of concentrating the generation of electrical energy at large plants were already being realised. Likewise, the interconnection of several stations for the joint generation of electrical energy and the principle of re-claiming local power resources where being actually brought into practice. These three items promulgated by the *Goelro* scheme may be claimed to be the mainstays of the work.

Thus, far from barely restoring the destroyed electrical economy of the country the work carried on comprised also improvements in the quantitative and the qualitative standards of management and operations.

The present survey bears on all those quantitative and qualitative changes in the system of U.S.S.R. electrical supply which where brought about in the period between the first and second World Power Conferences. The first changes (i. e. quantitative changes) have been solely called forth by the annual increase in industrial output of the U.S.S.R. and they are, in particular, due to higher amounts of electrical energy generated. It is doubtful whether any other country should ever have assumed such rapid rates in energy generation as were those ma-

terialised in the U.S.S.R. in course of the six year period. The exceptionally rapid tempo with which the work was commenced was retained after the reconstruction period had come to its close, and the pre-revolutionary level of electrical supply left far behind.

It should be borne in mind that prior to 1925/26[1] statistical returns for public utility stations only were available while data on factory electric stations—which played an important part in the economics of the U.S.S.R.—were derived on the ground of very rough estimates only.

It is only since the year 1925/26 that detailed statistical accounts covering this group of electric stations also are available.

Prior to 1925/26 exact statistical returns illustrative of the amount of energy generated by factory plants were available only for the years 1905 and 1913, while for gauging the capacity of this group of stations available material was furnished by the industrial census of 1920.

The qualitative changes introduced in the system of electrical supply are based on the possible application of the latest developments of world-power engineering which is rendered all the more possible under the system of planned electrical supply. Further, these qualitative changes are realised by means of putting through the 1921 electrification scheme (outlined in reports submitted to the first World Power Conference) with those supplements that have been introduced in the course of the last years and bear upon both the qualitative and quantitative aspect of the problem.

A special paper submitted to the second Conference is devoted to the new five year plan whose termination is scheduled for 1932/33. It will be readily seen that the estimates of the 1921 plan will be exceeded by far.

In the present paper we shall only point out the major amendments, or more correctly speaking, the supplements added to the main principles of the electrification scheme which have been made in the course of the last years and have been duly featured in the projected electrification scheme.

1. All generating plants regardless of whether they were originally scheduled for selling out energy to a number of consumers (Diversity load) or to a single consumer only, are now involved in the task of supplying the country as a whole with the cheapest possible energy, this energy to be obtained through utilising local fuels to the utmost.

That is why, viewed from a practical angle, all the electric stations of the U.S.S.R. may be classed as utilities, making the usual division of generating plants into two classes: public utility stations and private use plants, of no practical importance in the U.S.S.R.

However, in order to obtain compatible values which would permit of making tantamount comparisons of U.S.S.R. electrical supply with that of other countries, our statistical bodies sum up under the head of "Utilities" all data derived from regional electric stations (which are

[1] In U.S.S.R. the fiscal year begins October 1st and ends September 30th. As a rule, statistical materials are provided for every fiscal year.

considered by the plan as the main sources of generation) together with the returns obtained from municipal plants, although there exist a number of cases in the U.S.S.R. when a municipal plant has yielded its place to a factory electric station, which, being located in the immediate vicinity of an urban district, is in a better position to supply cheaper energy to a certain city.

Such factory electric stations are not included under the head of "Utilities" and accordingly it may be said that utility statistical returns are somewhat underestimated, which fact should be always borne in mind when endeavouring to draw comparisons with other countries.

2. The objective of cutting down to a minmum the consumption of fuel, especially that brought down to the plant from remotely located pits, has necessitated the simultaneous drawing up of schemes for the joint supply of industry with motive power and heat, also, to be partly, utilised by the population for house warming purposes.

Thus the planning of electrification in the U.S.S.R. has virtually become the planning of power economy as a whole.

According to the plan of power supply it is proposed to set up a system of unified power economy in all such regions where there already exists or where there will be in the near future, a sufficiently concentrated development of industrial activities. The scheme comprises an extended network of high tension mains which, as far as possible, will be called upon to encompass all the consumers of a region. This network is to be fed from the large regional stations utilising the local power of enterprises and in particular will receive energy from the great heat- and electricity-generating central stations of industry. Municipal electric stations being comprised in a unit system of power supply may, indeed, exist only in the capacity of heat-and-power generating stations.

The creation of a single system of power economy in all industrial regions of U.S.S.R. is foreseen by the five year plan of 1928/29 to 1932/33. The effect brought about by the realisation of this idea, in regard to the power balance of industry as forecast for 1932/33, was made the subject of the report "Development of electrical supply of U.S.S.R. industry over the period 1925/26—1932/33" submitted by the author to the World Power Conference Sectional Meeting in Tokyo held in October 1929.

The present survey of the status of U.S.S.R. electrical supply as at the end of the first year of the five year period, can naturally by no means show the actual results brought about by the realisation of the scheme. As things are at present, the scheme can, perhaps, be best visualized from the characteristics of electric stations now under construction in the U.S.S.R.

Changes in the Aggregate Capacity of Electric Stations and Generation of Electric Energy in U.S.S.R. from the End of 1923 to the End of 1929

The aggregate capacity of all U.S.S.R. electric stations during the period from the end of 1923 to the end of 1929 has risen from 1495 to 2439 MW making an increase of 62%.

Table 1 shows the distribution of these figures in accordance with separate groups of generating plants.

From the data of this table it ensues that the rate of increase is mainly due to the outstanding growth in capacity of public utility stations, the percentage of which rises as high as 158. On account of this rapid development of utilities the percentage of such stations now amounts to 52.4% of the capacity of all stations as against 31.8% in 1923.

Table 1. Capacity of Electric Stations (as at end of year)

Type of stations	1923		1929	
	MW	%	MW	%
1. Utilities	475	31.8	1273	52.4
of this number:				
regional	(263.5)	(17.6)	(892)	(36.7)
municipal	(211.5)	(14.2)	(346)	(14.3)
rural	—	—	(35)	(1.4)
2. Factory plants	977	65.2	1095	45.1
3. Railroad generating plants	43	3.0	61	2.5
	1495	100	2429	100

Most powerful stations	1923	1929
under exploitation ... MW	50	136
denomination	1st Moscow	Lenin Shatura plant
under construction ... MW	56	ultimate capacity 558 original scheme 372
denomination	Volkhov hydro station	Dniepr hydro station

The rate of growth of regional electrical stations is particularly rapid, since these plants show a 236% increase of capacity, rising from 253.5 MW in 1923 to 892 MW in 1929. These stations, being constructed in accordance with the electrification scheme, with regard to capacity, rank 36.7% in 1929 against 17.6% in 1923.

If we are to omit from the group of regional stations those dating back to the pre-revolutionary period with a capacity of 225 MW, it will be found that the capacity of regional stations constructed anew under the Soviet power is 38.5 MW in 1923 and 567 MW at the end of 1929.

However, these figures are not adequate to show the actual rate of growth of regional stations. In order to obtain a better understanding of the rate adopted, mention should be made of the fact that a total of 468.5 MW are to be added to the capacity of regional stations during the year 1929/30 (this figure is exclusive of the capacity of dismantled antiquated units equalling 20 MW). This comes up to 69.7% of the total capacity in operation by October 1, 1929, and 73% of the capacity of regional stations put into service in the course of all the years ending 1929.

2806.5 MW are in construction at regional stations in 1929/30 (this figure includes the 488.5 MW added in the course of the year).

The aggregate capacity of all electric stations to be commissioned in the course of 1929/30 amounts to about 750 MW, i.e. 31% of the capacity in operation by the end of 1929. Regional stations comprise 62.5% of this figure.

When estimating the rate of growth shown by Table 1 in regard to factory plants, it should be borne in mind that many obsolete stations falling under this head were shut down in the course of the six years under review. This was due to the fact that a number of enterprises were transferred to energy supplied from regional networks.

Table 2 shows the distribution of capacity belonging to different regional stations of the U.S.S.R. in the years 1917/1923/1929, both in operation and under construction in 1929/30, classified according to regions of economic district-planning.

Table 2. Capacity of State Electric Regional Stations (MW)

Region	Capacity				
	In operation			Under construction	
	1917	1923	1929 (December)	1929/30 from 10. 1. 29 to 9. 30. 30	To be supplied commencing from 1929/30
1. Moscow Industrial Region ...	93	110	336.5	449.5	100.5
2. Nijni-Novgorod Region	—	—	42	110	22
3. Ivanov. Industrial Region ..	—	—	8	279	—
4. Leningrad Region	82	99.5	227	387.5	88
5. Ural Region	—	—	6	217	38
6. North Caucasian Region ...	—	—	54	204.5	66
7. Middle Volga Region	—	—	—	46.5	12
8. Lower Volga Region	—	—	—	66	11
9. Western Region	—	—	—	22	—
10. Siberian Region	—	—	—	96	—
Total in the R.S.F.S.R.	175	209.5	673.5	1878	337.5
of this number hydro	—	—	58	61.5	—
11. Ukrainian S.S.R.	—	—	86	727	111
12. Transcaucasian S.F.S.R.	50	54	132.5	125.5	20
13. White Russia S.S.R.	—	—	—	30	20
14. Uzbek S.S.R.	—	—	—	46	—
Total in U.S.S.R.	225	263.5	892	2806.5	488.5
of this number hydro	—	—	73	585	—

The aggregate output of electric energy generated by all stations has increased from 2.6 kWh (lump figure) in 1922/23 to 6.5 kWh (lump figure derived from preliminary data) in 1928/29 which corresponds to 150% increase.

Since the data on generation of electrical energy on the part of factory plants in 1922/23 was subsequently found to be somewhat overestimated and it appeared doubtful whether the actual aggregate output of electrical energy in 1922/23 really surpassed 1.9 kWh,—we should, as a matter of fact, take it for granted that the rate of increase in generation of electrical energy exhibited in the course of the six

years which elapsed between the World Power Conferences comes up to approximately 240%.

Table 3 shows the distribution of electrical energy output between different classes of stations.

Table 3. Annual Output of Electrical Energy

	1922/23		1928/29	
	million kWh	%	million kWh	%
1. Utilities	1030	40.4	3103	48.0
of this number:				
regional	(630)	(24.7)	(2400)	(37.2)
municipal	(400)	(15.7)	(656)	(10.1)
rural	—	—	(46)	(0.7)
2. Factory plants	1465	57.5	3240	50.1
3. Railroad generating plants	55	2.1	123	1.9
Total	2550	100	6465	100

The share of regional stations in the generation of electric energy is somewhat above their share in the aggregate capacity of all electric stations, which circumstance points to regional stations being more efficiently operated than other generating plants.

If we are to compare the growth of energy output with the growth in capacity i. e., if we are to confront the data of Table 3 with that of Table 1, we shall readily see that the plant use factor has been increased considerably.

Even if no correction is introduced in regard to 1922/23 data, we shall still have a considerable increase in the coefficient of indicated capacity utilisation (this coefficient in regard to capacity is obtained at the end of the year), i. e., from 19.5% (lump 1700 hours p. a.) to 30.4% (2660 hours p. a.).

Although this marked increase is for the most part the result of centralised generation of energy due to the materialisation of the electrification scheme,—yet the effect of two other paramount factors should by no means be neglected, viz.:

1. The insufficient load of electric stations existing in 1922/23 due to the fact that the reconstruction process had by that time not yet come to its close.

2. The insufficient amount of emergency reserve capacity which in the vast majority of cases was observable at electric stations during 1928/29 and which may be explained by the fact that the rapid growth of requirements in energy often forestalled the actual development of electrical construction work.

It will be readily seen from Table 4 that the rate of growth in generation of electrical energy has been considerable in the course of the last years. Table 4 also shows the anticipated figures of generation in 1929/30 and 1930/31. The last year is characterised by regional stations assuming the first rank among all other groups providing 50% of the aggregate output of electrical energy generated by all stations.

Table 4. Rate of Growth in Electrical Energy Output in Different Years
(in terms of million kWh)

	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29	1929/30	1930/31 (as scheduled by five year plan)
Regional stations	1121	1405	1814	2400	3706	6000
% annual increase .	—	25	29	32	54	61
All utilities	1560	1935	2392	3102	4555	6890
% annual increase .	—	34	23.5	29.5	47	51
All plants	3517	4060	5180	6465	8700	12000
% annual increase .	—	15	27	25	35	38
% of 1913	181	209	267	331	447	617
% of 1917	136	158	201	250	338	467
% of 1927 (1923[2]) .	138 (185)	159 (214)	203 (273)	252 (340)	341 (457)	470 (632)
% of 1925/26	—	115	147	184	246	340

It will be observed from Table 4 that the annual increase in generation of electric energy exhibited during the last three years averages 23% for all stations, while the annual increase in output of regional stations tends to assume an ever increasing rate of growth reaching up to 32% p.a.

The largest amalgamated group of electric stations was, in 1922/23 and still is in 1928/29, the merger of Moscow electric stations (*Moges*) which, during the period under review, has extended its output from 231 million kWh to 1000 million kWh[3].

Table 5 furnishes the necessary data for comparing the building program of 1923/24 (cf. report submitted to First Conference) and that of 1929/30.

Table 5. Comparison of 1923/24 and 1929/30 Building Programs
(in terms of MW and %)

Plants under construction	1923/24	1929/30
Regional	212	2806.5
% of stations in operation	80%	417%
Municipal and rural	42.2	75
% of stations in operation	19.9%	19.7%
Total utilities	254.2	2881.5
% of stations in operation	53.5%	273%
Factory plants	—	600
% of stations in operation	—	55%
Total	254.2	3481.5
% of stations in operation	17%	164%

Thus we see that six years ago as well as now the construction of regional stations surpasses many times the rate of building of other plants both in absolute and relative figures.

In 1923/24 there was practically no construction work conducted in regard to factory plants, in so far as the existing ones had not yet been sufficiently utilised. But in 1929/30 extensive construction schemes are being developed in this field.

[2] Bracketed figures as revised in accordance with 1900 million kWh for 1922/23 instead of 2550.
[3] A special paper deals with the development of *Moges* stations.

The work, first, provides for the utilisation of local power resources and second, provides for the erection of new stations in such communities where no large scale systems of regional electrical economy are as yet being planned, i. e., new factory electric stations are to be built in such localities which are to be served by none other but these very factory plants though they be eventually deprived of local power resources.

Table 5 shows the percent of capacity of stations under construction with regard to the capacity of stations in operation relative to every group of generating plants.

On the average and in regard to all stations this percentage comes up to 17% in 1923/24 while it rises to 164% in 1929/30. This bears further evidence to the effect that the development of U.S.S.R. electric supply proceeds at a rapidly increasing rate.

Table 6 draws a comparison between the length of high-tension transmission lines both in exploitation and under construction in 1922/23 and 1928/29.

Table 6. Length of High Tension Transmission Lines in km

Tension kV	1928		1930	
	In exploitation	Under construction	In exploitation	Under construction
20—22	276.7	90	440	287.0
30	156.3	—	} 1420.3	647.4
38	—	152		
70	153.2	—	—	—
115	120	37	1518	1500.6
Total	706.2	279	3378.3	2415.0

Changes in Exploitation Coefficients

The major task involved in the planning of U.S.S.R. electrification consists in improving the fuel balance of the country.

From this standpoint tremendous importance may be attached to all achievements in the field of better fuel utilisation and particularly to the task of turning local power resurces to good account.

Table 3 shows the decrease in consumption of conventional 7000 cal fuel expended on the generation of one kWh energy delivered from the bus-bars of the station. The figures are given for all utilities both separately, and according to the different groups, as well as for the most efficient in this respect, i. e., the Shatura Plant.

Table 7. Specific Consumption Rates of 7000 cal Fuel in kg per kWh generated

	1922/23	1928/29
At regional stations average	1.27	0.78
At Lenin Shatura plant	—	0.64 (peat firing)
At municipal stations	1.6	1.20
Average at utilities	1.45	0.80

One should, however, take into account that the above figures do not characterize to a sufficient extent the fact that a number of new regional electric stations have been recently placed into service. At these stations the gauge pressure amounts to about 30 atm. wherefore a marked improvement in specific fuel consumption may already be anticipated in the current year 1929/30.

The Shatura plant which, as we have already seen, provides at present the lowest figure for U.S.S.R. conditions, will also be in a position to make a further cut in its specific fuel consumption figures, since in 1928/29 the station was served chiefly by three turbines of 16 MW each, belonging to the initial installation scheme; regarding the two turbines with a capacity of 44 MW each, installed according to the schedule of extension, only one was actually commissioned and placed into service eight months ago while the second one was placed into service only at the very end of the year. It should further be borne in mind that the Shatura plant is made to work with a gauge pressure of 18 atm. only and it is proposed that in the next few years the station will have to cede its commanding position to stations of a more recent erection date which will be called upon to operate at considerably higher pressures and will comprise only units of 44 MW capacity.

Yet we may consider the results achieved at the Shatura plant as being entirely favourable especially if we allow for the relatively low rates of steam pressure peculiar to this plant and also the circumstance that the Shatura station is a peat-firing unit.

In regard to efficient methods for peat combustion, outstanding gains have been achieved as compared to the data outlined in reports for the First World Power Conference. The well known shaft furnaces of Prof. *Makariev* are being used all over the world.

Large scale extraction of peat (reaching as high as 720000 tons per summer season in a single peat excavation plant) is conducted in accordance with two systems, the method of hydro-peat, and the machine-moulding method, production being nearly equally shared by the two systems. Of late, special investigations are being carried on for determining the possibility of a still cheaper extraction method, viz., the milling cutter method, which provides for the gradual removal of consecutive peat layers. One of the peat-firing stations now under construction — the Briansk station — is to make use of milling-cutter peat, the combustion being effected through the use of a special system of burning finely triturated material. If the experiment of the Briansk station proves successful, the new method will also be applied at other stations.

During the last years favourable results have been obtained in regard to firing sub-Moscow brown coal at the Kashira station in pulverised form. As a result, it has been possible to start the construction of a large scale regional plant to fire Sub-Moscow coal. This station is located in the very centre of the Moscow Coal Basin (near Tula) and it is to have a full capacity of 300 MW (the Bobrikovskij station).

Of vital importance to the power supply of the U.S.S.R. are the outstanding results obtained by burning anthracite culm in pulverised

form. The work was conducted at the Shterov plant in the Donetz basin and its results have been made the subject of a special report submitted by U.S.S.R. delegates to the Fuel Conference in London in 1928.

As a result of these favourable achievements anthracite culm will be fired in pulverised form not only at the Donetz basin stations but also at the regional plants of the Volga district, where it is to supplant mazout which has heretofore been the usual fuel employed. A cheap water way for shipping anthracite culm to the whole Volga region will be at hand when the Volga-Don canal scheme is realised.

Table 8. Utilities grouped after the Power Resources Utilised. Capacity in MW

	1923		1929	
	MW	%	MW	%
Firewood	21.2	4.5	18.2	1.9
Oil fuel (mazout)	288.9	60.8	362	39.1
Peat	63.7	13.4	230.5	26
Brown coal	—	—	13.5	1.4
Anthracite culm and high-grade coal	95.5	20.1	204.4	22
Hydro	5.7	1.2	95.6	10.6
	475	100	924[4]	100

During the last years a number of power plants using oil fuel have been adapted for the combustion of Grozniy paraffin mazout with a pour point ranging from 30 to 35 degrees. In the U.S.S.R. this fuel is classed as belonging to the low grade variety and three regional electric stations will be firing it under their boilers—the Grozniy, the Novorossiisk and the Krasnodar generating plants.

It will be seen from Table 2 that a number of hydro stations are now in operation among the total number of regional plants, while, under 1922/23 conditions, not a single one had been actually placed into service and only two were under construction.

Table 8 helps to visualize the fuel supply of the regional stations.

Table 9. Output of Energy in kWh per Capita

	1922/23	1928/29
1. All stations	19.5	42.6
2. Utilities	8	20.4
3. Total:		
Moscow	230	280
Leningrad	208	370
Bacou	350	835[5]

If we are to confront the data of this table with the above figures characterising the increasing extent to which regional stations are involved in the electric supply of the U.S.S.R., we shall easily see that the latter are, to a greater extent, managing their fuel economy without drawing upon the store of distant high-grade fuel.

[4] Not all stations included.

[5] Figure not illustrative, since bulk of energy is supplied for the requirements of petroleum industry.

Table 10. Cost of Electric Energy in Terms of Copecks per kWh (including depreciation but excluding interest on capital invested)

	1913	1923	1928
	(pre-war copecks)	(Chervonetz copecks)	(Chervonetz copecks)
Moscow	6.7	12.1	5.85
Leningrad	7.81	13.28	5.62
Large Provincial towns (average)	11.04	25.6	11.4
Average, regional stations	7.3	12.6	4.98
Average, utilities	13.5	16.4	6.0

The rapid rate of growth in electrical energy consumption belonging to the U.S.S.R. is well illustrated by the data of Table 9. It can readily be explained by several facts: the reconstruction of industry, the installation of networks in labour districts of towns, and the fact that electrical energy is relatively cheap in this country.

Tables 10 and 11 show comparative costs and mean rates for electrical energy supplied by utility stations in 1913, 1923 and 1929. It should be noted in this connection that for the last two years the cost of energy is shown in Chervonetz Copecks.

Thus, we see that in comparison with pre-war prices, electric energy in the large centres of the U.S.S.R. is less than unity, while the economic index of all other commodities, compared with 1913, is of the order of 2.

Besides, such reasons as are common both to the U.S.S.R. and other countries, there is a further cause for the low value of this index: in estimating the rates of electric energy supplied by the regional plants, they are always made to comprise a fixed rate of interest which is reckoned at 6% on capital invested. If the margin of profit exceeds this figure, the rates are accordingly lowered.

U.S.S.R. regional stations make use of the differential tariff for settling accounts with their subscribers. This tariff comprises a fixed charge for every kVa added and, further, a determinate charge as shown by the readings of the meter; e. g. 3 roubles per month per kVa and 3 copecks per kWh.

Rates of a more complex system are being elaborated which would account for the non-participation of stations in peak load and would also incorporate the effect of the power factor.

Table 11. Mean Rates for Electric Energy (in terms of Cop./kWh)

	Lighting			Motors			Average		
	1913	1923	1929	1913	1928	1929	1913	1928	1929
	pre-war cop.	Cherv. cop.		pre-war cop.	Cherv. cop.		pre-war cop.	Cherv. cop.	
Moscow	22.1	20.1	18.1	5.3	6	4.8	13.7	13.05	7.74
Leningrad	18.3	25	19.6	5.5	12.6	4.9	11.9	18.8	8.1
Prov. towns	31.7[7]	—	23.9[7]	39.4[6]	16.6	8.8	35.6[6]	—	14.4

[6] Normal rate.
[7] For first half-year.

Zusammenfassung

Vor dem Weltkrieg betrug die Leistung der Elektrizitätswerke, welche zur Kategorie der Überlandzentralen gezählt werden können, nur etwa 150 MW, vor der Revolution 225, Anfang 1924 265,5 und Ende 1929 892 MW. Außerdem befanden sich zur selben Zeit 2536,5 MW solcher Werke im Bau.

Die Stromerzeugung ist von 2550 Mill. kWh im Jahre 1922/23 bis auf 6465 Mill. im Jahre 1928/29 gestiegen. Es werden Zahlen über die Steigerung der Stromerzeugung für einzelne Jahre gegeben, aus denen ersichtlich ist, daß in letzter Zeit die Steigerung im Mittel 22% im Jahre beträgt. Ungeachtet dieser schnellen Zunahme macht sich in vielen Industriebezirken ein Leistungsmangel bemerkbar, und es fehlen die Reserven. Aus diesem Grunde ist eine bedeutende Steigerung des Ausbaues vorgesehen, was aus einem Vergleich der Bauprogramme für die Jahre 1923/24 und 1929/30 zu ersehen ist. So betrug zur Zeit der I. Weltkraftkonferenz die Leistung der im Bau befindlichen Werke nur 17% von den betriebenen (80% in bezug auf Großkraftwerke), im Jahre der II. Konferenz dagegen 104% (resp. 417%), was die Elektrisierung des Landes deutlich kennzeichnet.

Gleichzeitig mit der Leistungszunahme der Werke steigt selbstverständlich auch die Gesamtlänge der Hochspannungsleitungen: 1922/23 betrug dieselbe 706 km, 1928/29 3378 km.

Die gewaltigen Anstrengungen, welche seitens der Union zur Entwicklung der Elektrisierung angewandt werden, ergeben schon jetzt vollkommen konkrete Resultate.

Die Stromerzeugung pro Kopf der Einwohnerzahl stieg von 19,5 im Jahre 1923 auf 42,6 kWh im Jahre 1929, der spezifische Brennstoffverbrauch sank von 1,27 auf 0,78 kg/kWh (7000 cal) bei den Staatsgroßkraftwerken, resp. von 1,6 auf 1,2 kg in kleineren Werken.

Auffallend sind die Selbstkosten der Stromerzeugung seitens der Staatsgroßkraftwerke gesunken, und zwar von 12,6 Kop. (in Tscherwonetz-Währung) im Mittel bis 4,98 Kop./kWh, sowie auch der mittlere Stromtarif: in Moskau von 13,05 auf 8 Kop./kWh und in Leningrad von 18,8 auf 8,1 Kop./kWh. Im Vergleich mit der Vorkriegszeit erweist sich der Strompreis bedeutend geringer, auch ungeachtet des Unterschiedes im Zahlungswert der Tscherwonetz- zur Goldwährung.

Das Stromtarifsystem ist angeführt, welches in einigen Fällen in Abhängigkeit davon aufgebaut wird, inwiefern der Strompreis die Herstellungskosten der verkauften Ware eines gegebenen Industrieunternehmens beeinflußt, wobei selbstverständlich auch dessen Beanspruchung auf Spitzenlast berücksichtigt wird.

Russia

The Electrical Supply of Moscow and Region during the Last Five Years (1924/25 to 1928/29).

Moscow Union Electric Stations

M. A. Smirnov

1. The electrical supply of Moscow and region for industrial purposes, traction, light, and house consumption requirements, is effected by five main generating plants amalgamated in the MOGES Union[1].

All stations are steam plants equipped with turbo-generators. Fig. 1 shows the layout of MOGES stations and the map of network for two periods of time as existing at the beginning of 1924/25 and end of 1928/29.

The MOGES Union is an organisation whose primary functions are generation, distribution and sale of energy. Procurements of peat are also controlled by MOGES, this variety of fuel being one of the main classes consumed by the stations.

Besides the exploitation of existing enterprises MOGES is also conducting construction work. Making use of its own machinery MOGES is carrying out the extension of large scale constituent plants. The work comprises also building activities for which purpose MOGES possesses the necessary staff and other facilities.

Diagram No. 1, already referred to, shows the area at present served by the activities of MOGES. The centre of the network is Moscow, while the most remotely located communities served by MOGES are Goos Khroostalny 185 km to the east of Moscow, and Tula 175 km to the south. The network of MOGES has recently also been extended to the west and north of Moscow. Regarding capacity delivered, the eastern region may claim a title to priority, since it is in the East that the textile industry is particularly developed, especially in busy manufacturing centres such as Bogorodsk, Pavlovo-Posad, Oriekhoveo-Zooievo, Goos Khroostalny, etc.

It may be said that the textile industry is generally the major consumer of MOGES energy. The capacity for the requirements of this branch is 35% of the entire connections' capacity for industrial purposes.

The MOGES Union comprises 2 city stations located in Moscow and 3 regional plants working on local fuel.

[1] Besides these five chief stations, two smaller ones also supply energy to the network, comprising a new station recently constructed and utilizing the heat of steam for industrial purposes (the Krasno-Presnenski Triochgorny plant).

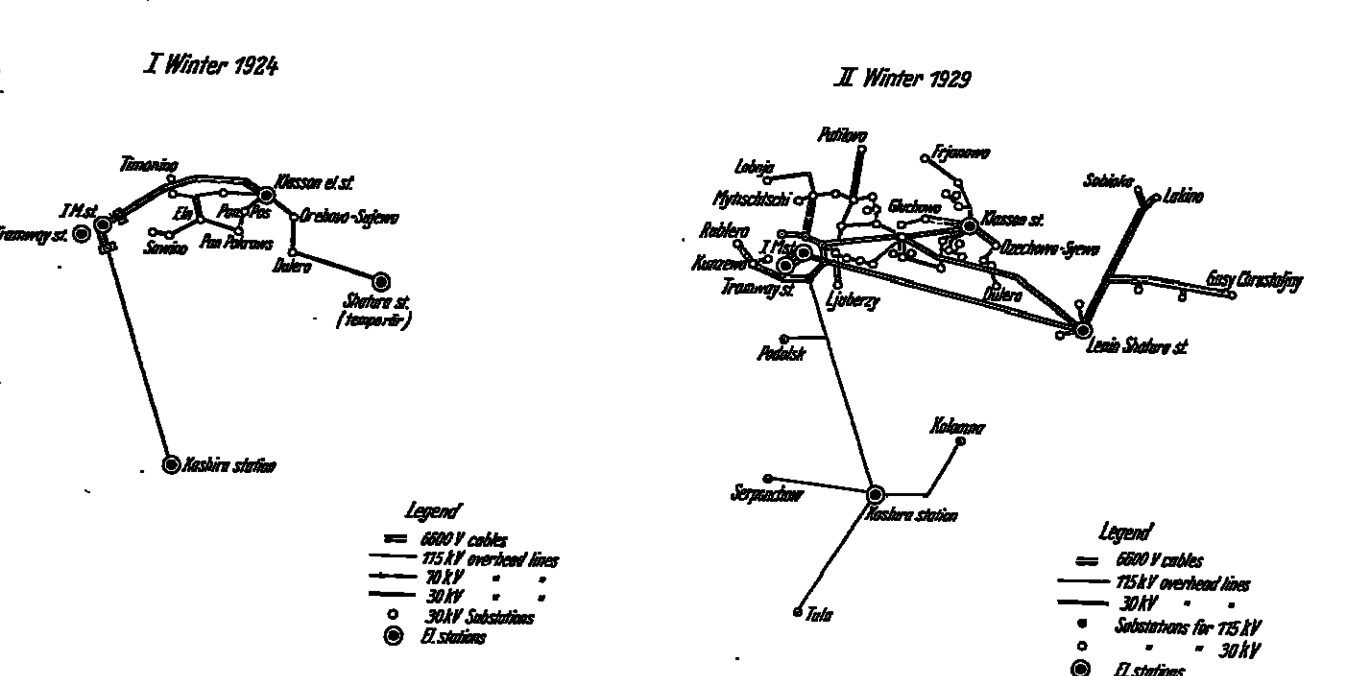


Fig. 1. Scheme of MOGES high tension lines and feeder stations.

The first Moscow Electric Station is located in the centre of the town on the banks of the Moscow river; at present the capacity is 90000 kW; the new installation in the station contains two units of 17500 kW each and three new Marine type Babcock & Wilcox boilers of 1592 m² heating surface.

The original part of the station comprises eight old turbine units with common capacity of 55000 kW and a respective number of boilers. The station makes use of mazout which is delivered to the station by special pipe-lines.

The station possesses 2 primary voltages, 2.2 kV for the central part of the town, and 6.6 kV for the remaining quarters. A central sub-station of 6.6/33/105 kV is attached to the main plant. The substation has an overhead connection with the high tension main encircling Moscow. The frequency of current at this station — and at other plants, excepting the old units of the Traction station — is 50 cycles per second.

The Moscow Tramway station which was at the time built by the Moscow municipality to serve the requirements of the tram-lines, is likewise located in the very centre of the town, on the banks of a canal branching off from the Moscow river. The station consists of the old part, comprising six three-phase units of 25 cycles per second and 6.6 kV with a total capacity of 21000 kW, and a respective number of water tube boilers, and the new part, which has a Rateau turbine unit of 17500 kW, 6 6 kV, 50 cycles and two Babcock & Wilcox boilers with a heating surface of 1530 m² each. The new plant as well as part of the old one are mazout-fired, the fuel-oil being supplied by a pipe-line connecting with the reservoirs. Another portion of the old installation operates on anthracite, brought to Moscow from the Donetz basin. The new unit supplies energy to the MOGES city lines at the standard frequency of 50 cycles; the bus-bars of the station communicate direct with the switchgear of the 1st Moscow station, the voltage being 6.6 kV.

The old machines of 25 cycles have their own switchboard from which feeders branch out to the tramway substations. Connection between the 50-cycle and the 25-cycle systems is established by means of three frequency converters of a 10000 kVA capacity each. The converters are housed in a special substation on the grounds of the 1st Moscow station.

Of the three regional stations two, viz. the Klasson plant and the Lenin Shatoora plant, are peat-firing units while the third one, the Kashira plant, utilizes Sub-Moscow brown coal as fuel.

The Klasson plant, located 75 km east of Moscow, and finished in 1914 (formerly styled "Elektroperedatcha") is the first regional station in the USSR and the first large-scale unit to operate using peat as fuel. At that time its indicated capacity amounted to 15000 kW, — consisting of the individual capacities of three generators of 5000 kW each. At present its capacity has run up to 36000 kW and consists of 4 generating units of 5000 kW each and one set with a capacity of 16000 kW. The boiler room houses 13 boilers

all with shaft chain-grates. The primary voltage of the station is 6.6 kV subsequently raised to 33 kV for local requirements and to 115 kV for transmission to Moscow[2].

The largest station in the MOGES Union and in the whole USSR is the Lenin Shatoora Plant put into service in 1925. The plant is also located east of Moscow. Its capacity is 136000 kW (3 generators of 16000 kW and 2 of 44000 kW). The total number of boilers is 18[3].

The boilers are equipped with shaft chain-grates adapted for peat firing.

The primary voltage of the generators, 6.6 kV, is 115 kV for power transmission to Moscow and 33 kV for local consumer supply.

Both the Klasson and the Shatoora plants are located among peat bogs and lakes, the latter supplying the stations with water.

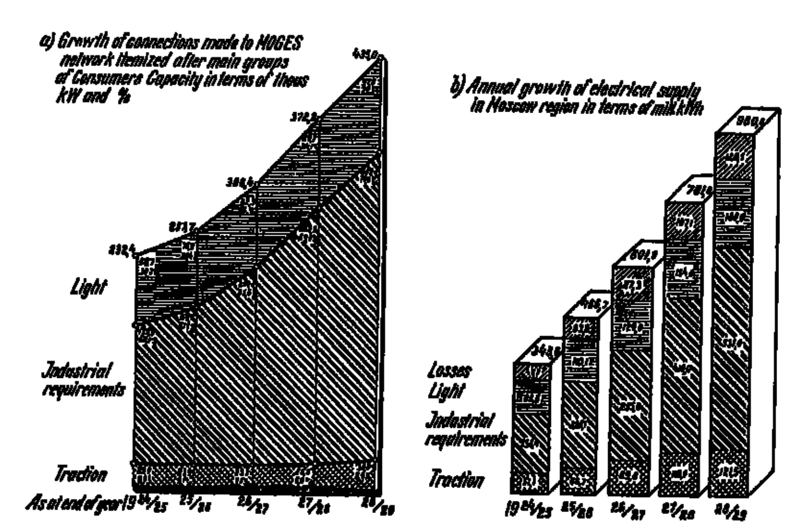


Fig. 2.

The third regional station, the Kashira plant, was built in 1922. The plant is located 110 km south of Moscow on the banks of the Oka river.

Its capacity up to October 1, 1929, was only 12000 kW (2 turbines of 6000 kW each).

The primary tension of its generators of 3 kV is raised up to 115 kV. The station is being remodelled along more up-to-date lines; the evaporative capacity of the boilers is being increased through adapting the furnaces to pulverized coal combustion, and a new generator of 22000 kW capacity is being installed. When these improvements are completed, the capacity of the station will reach as high as 34000 kW.

All stations communicate with the main railways by special spurs.

2. Table 1 shows the annual growth of capacity in regard to con-

[2] Originally, in 1918—29, energy was transmitted to Moscow at 70 kV.
[3] Three of these will be installed in the near future.

nections added to MOGES networks. It may be more clearly seen in diagram Fig. 2.

In the course of the five years under review the total capacity of connections added has increased from 232352 kW in 1924/25 to 435000 kW in 1929, which shows an increase of 86%. Itemized, the increase is: lighting 35%; traction (including electrified railways) 22%; technical purposes (chiefly industry) 2.12 times, i. e. 112%.

Table 1. Annual Growth of Capacity in regard of Connections Itemized as hereunder

Item	Capacity of extensions at the end of every year									
	1924/25[4]		1925/26		1926/27		1927/28		1928/29	
	kW	%	kW	%	kW	%	kW	%	kW	%
Lighting; capacity in kW	69731	30.0	75885	29.4	82286	26.9	89729	24.1	97000	22.3
% of increase	38.5		8.8		8.4		9.0		8.1	
Technical purposes; capacity in kW	139528	60.1	158489	61.5	200930	65.6	256935	69.0	308000	70.8
% of increase	14.0		13.6		26.8		27.9		19.9	
Traction; capacity in kW	23093	9.9	23323	9.1	23178	7.5	25523	6.9	30000	6.9
% of increase			1.0		0.6		10.1		17.5	
Total capacity in kW	232352	100 0	257697	100.0	306395	100.0	372187	100.0	435000	100.0
% of increase	18.7		10.9		18.9		21.5		16.9	

Thus, the increase in capacity of connections fell chiefly to the share of industrial undertakings. The relative value of this group rose from 60.1% to 70.8% which was occasioned by a decline in the percent of other groups.

On October 1, 1929, the aggregate capacity of all connections falls under the following percentages: Lighting 22.3%. Technical purposes 70.8%. Traction 6.9%.

As will be seen from table 2, the number of customers showed a tendency to increase.

In the course of five years the increase is from 203569 to 267200 i. e. 32%. When comparing the percent of annual increase in number

Table 2. Annual Growth in Number of Customers

	By end of every fiscal year				
	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29
Number of customers ...	203569	223843	235555	253303	267200
% of increase in comparison with preceding year ...	11.7	10.0	5.2	7.5	5.5
Capacity of connections per 1 customer .... kW	1.14	1.15	1.30	1.47	1.63

[4] Here and in all other cases the fiscal year is taken from October 1st to September 30th of the next calendar year.

of customers with the percent of added capacity, sufficient evidence is obtained for making the statement that during the last years larger consumers have been connected to the network as compared to the first years. Further support in this respect is gained from examination of

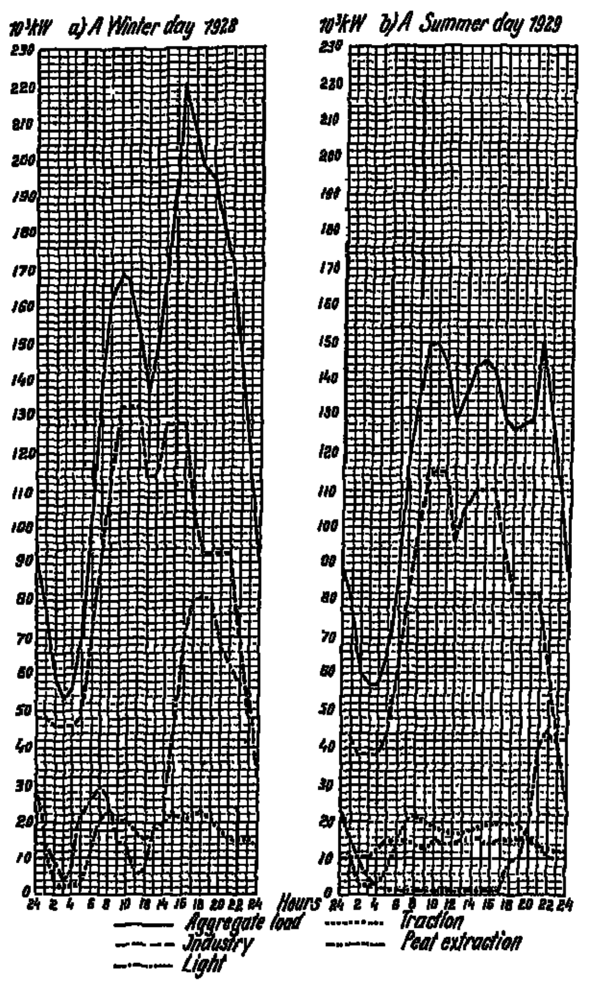


Fig. 3. Graphs of daily load at MOGES stations.

Table 2 which shows the annual increase of connections for one subscriber.

A fact, in this field, that should be particularly mentioned is, that, beginning from 1924, MOGES has been eagerly conducting extensive work on the electrification of Moscow suburbs surrounding villages inhabited by workmen, so that these communities are new able to enjoy the achievements of civilization.

Prior to the revolution, the suburbs, populated mostly by workmen, were totally deprived of electric light. In the course of the five years under review electric lighting has penetrated every recess of the suburbs: a special line was built up, and more than 14270 connections made in the very city, while 18971 connections were connected with the circuit in the adjoining communities. A certain part of the workers population benefited by allotments made out of a special electrification fund which permitted the installing of about 110000 lamps in workers' flats, the cost amounting to 931000 roubles. The total figure of outlays on suburb-electrification amounts to about 8 million roubles. Further, considerable work has been done in electrifying such cities, villages and settlements which the circuits of MOGES already happen to tap. Prior to 1917 only 2 towns and 3 villages had been electrified by MOGES; while under the period under review, electrical supply was extended to 222 settlements, the major portion of which (183 in number, or 82%) were electrified in course of the last five years.

In order to judge load characteristics, Fig. 3 shows the following typical curves: 1) for a winter day with a *maximum maximorum* load (in 1928/29) and 2) a summer day with minimum load. Both these curves are subdivided into their respective components: light, traction and industrial loads. A peculiarity of MOGES load conditions is the seasonal load observable during the summer months (May to June) and which is due to peat excavation activities being particularly developed during this time of the year. The respective curve is plotted on diagram *b*, Fig. 3.

By making use of load-curves for different groups of consumers it was found possible to figure out their peaks, *M* (cf. Table 3) and also to find the extent of their share in the aggregate maximum. Consideration was also given to such factors as simultaneous demand, the

Table 3. Coefficients of Simultaneous Demand and responsibility maximum demand among different groups of consumers

	Light		Technical		Traction		Aggregate	
	1927/28	1928/29	1927/28	1928/29	1927/28	1928/29	1927/28	1928/29
Average connected capacity in December (R) thous. kW	84.1	91.9	204.6	261.4	23.2	25.5	311.9	378.8
Maximum simultaneous demand with aggregate maximum demand (peak responsibility-m) thous. kW	68.0	70.0	89.0	128.0	15.0	21.0	172.0	219.0
Maximum demand of individual groups of consumers M thous. kW....................	73.0	87.0	104.0	133.0	18.0	23.0	172.0	219.0
Coefficient of simultaneous demand in % M:R	86.8	94.7	50.8	50.9	77.6	90.2	55.1	57.8
Relation of peak to individual maximum demand m:M in %	93.1	80.5	85.6	96.2	83.3	91.3	100.0	100.0
Share in maximum m:Maggr. in %	39.5	32.0	51.8	58.4	8.7	9.6	100.0	100.0

coefficient for the distribution of maximum demand, etc. Some coefficients are of great interest; particularly the last one mentioned in the „lighting" group.

Table 4 shows plainly that the coefficient of load on MOGES, circuits, viz., the ratio of mean to maximum load, is rather favourable. It will be noted that the table provides separate figures for tramway network and the 50-cycle MOGES network, as well as mean values for the system as a whole. It will be observed that during the last three years the load coefficient of the whole system does not vary much from 50%.

A similar stability is also noticeable in the 50-cycle network, notwithstanding the fact that light plays a rather prominent part in the aggregate load figure.

Table 4. Load Coefficient of MOGES Network in different years

	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29
50-cycle network	40.8	39.6	45.8	48.2	47.8
Tramway .... 25-cycle network	58.7	55.0	62.0	57.4	54.2
Total	43.3	46.0	50.5	50.4	50.0

In this connection a certain special circumstance must be brought to attention which tends to exert an appreciable influence upon the aggregate load coefficient, viz., the artifical curtailment of the maximum during the period of especially heavy loads encountered in the winters of 26/27 and 27/28. As a matter of fact, due to the insufficient power of MOGES station equipment it was found necessary to pass the two following ordinances: 1) the users of small-scale motors were prohibited to use energy in the hours of maximum load and 2) it was found necessary to change the working hours in the one-shift factories to earlier in the day, so that the closing hour at these plants might take place prior to the hours of heavy load involved through the necessity of switching on light.

Owing to the said measures, the growth of maximum loads at MOGES stations was somewhat slowed down, which can be seen in Table 5, plotted for the years 1926/27—1927/28. However, it will be readily seen that the percent of increase still remains rather high.

Table 5. Growth in Maximum Loads on MOGES Networks

	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29	1929/30[6]
Annual maxima in thous. kW	88.4	123.9	139.1[5]	171.6[5]	219.1	280.0
% of increment as against preceding year	27.9	40.8	12.2	23.4	27.7	27.8

This increase in maximum loads finds its counterpart in the growth of energy delivered to consumers. (Tables 6 and 7 and Fig. 2, diagram b.)

[5] Maxima for 1926/27 and 1927/28, artificially lowered.
[6] Contemplated.

Table 6. Distribution of Energy Consumption Itemized after Separate Groups of Consumers (in terms of mill. kWh)

	1924/25		1925/26		1926/27		1927/28		1928/29*	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Lighting	86.6	29.4	110.1	27.3	129.0	25.1	154.0	22.9	180.0	21.6
Technical purposes	156.4	53.2	226.1	56.1	295.8	57.5	410.0	60.8	531.0	63.8
Traction	51.1	17.4	66.7	16.6	89.8	17.4	110.0	16.3	121.5	14.6
		100		100		100		100		100
Total	294.1	85.5	402.9	86.3	514.6	85.5	674.0	86.3	832.5	86.7
Losses in networks	49.7	14.5	63.8	13.7	87.3	14.5	107.1	13.7	128.5	13.3
Delivered from stations bus-bars	343.8	100	466.7	100	601.9	100	781.1	100	960.0	100
% increased delivery	35.5		35.7		29.0		29.8		23	

The total output of energy supplied from the bus-bars of the station is shown in Table 6 and diagram in tracing 2b. The same table also shows that the increment in energy delivered during the last four years fluctuates from 30 to 35.7% which must necessarily be recognized as somewhat high. Service losses gradually declined from 14,5% in 1924/25 to 13.3% in 1928/29.

Table 7. Distribution of Energy Consumption in Moscow and Area (in terms of mill. kWh)

	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29
Consumption in Moscow .	231.0	303.7	369.6	461.8	570.0
„ „ area ...	63.1	99.2	145.0	212.2	262.5
Total	294.1	402.9	514 6	674.0	832.5

The same table also shows the annual figures of useful energy output supplied to different consumers, the latter being classed under the heads of *light*, *technical requirements*, *tramway* and *electrical railway traction*. In 1928/29 the total useful output of 832.5 mill. kWh was distributed as follows: 21.6% light; 63.8% technical requirements; 14.6% traction. Dividing the useful energy output into two parts, that delivered to Moscow proper, and energy delivered to the surrounding territory, we find that Moscow consumes 68.5%, and area 31.5%. Per capita energy consumption in Moscow is shown in Fig. 4.

The diagram shows the rate of growth in per capita energy consumption. The plotted curves illustrate that the aggregate per capita consumption on all items of service tends to grow at a much more rapid rate than is the case in light consumption, which fact helps to show the intensive growth of energy consumption for industrial purposes.

The hours of maximum utilization plotted after different years are to be found in Table 8.

* Contemplated.

Table 8. Number of Hours of Maximum Utilization in Different Years

	1924/25	1925/26	1926/27*	1927/28*	1928/29
Number	4.130	4.030	4.620	4.820	4.630

It will be seen from this table that the utilization of the maximum tends to grow with every year. Although the high figure obtained in this respect during the two preceding years of the elapsed quinquennial period may be explained by an artificial cut of maximum load. However,

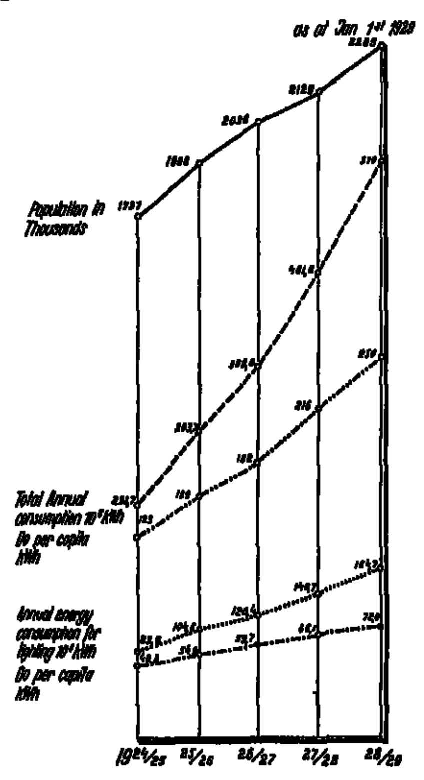


Fig. 4. Per capita consumption of electrical energy in Moscow.

this figure continued to rule high in the last year, 1928/29, notwithstanding the fact that no artificial measures tending to curtail the maximum were introduced in this period. The high figure of maximum utilization is also explained by the business year extending from October to October.

In this way, we see that such factors, as load-coefficients and hours of maximum utilization serving to give an adequate charateristic of the steadiness of the load, show that towards the end of the period under review the actual load becomes to a considerable extent stabilized.

* Maximum per 1926/27 and 1927/28 have been artificially lowered.

This can, perhaps, be still better visualized by studying the so-called Rossandre curves (Fig. 5), which represent the curves of annual load in terms of hours expended on various load items taken as percent of maximum.

As already pointed out above, a rather intense growth of maximum loads was observable in the course of the last five years. This may be explained by the effect of the following factors: 1. reconstruction of

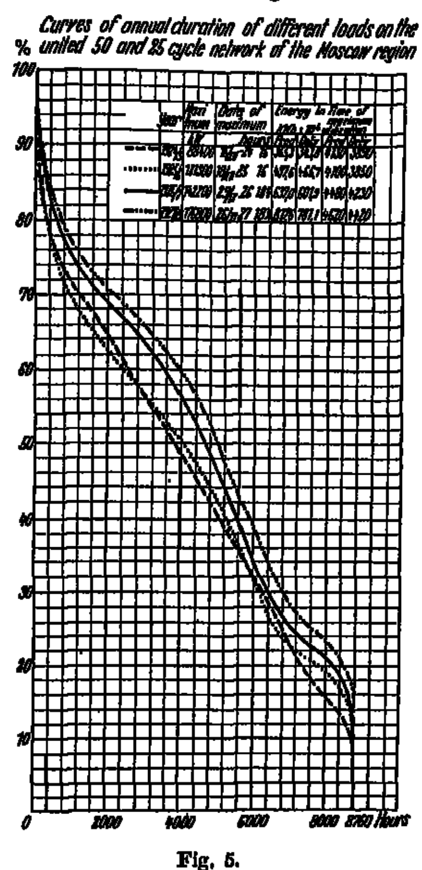


Fig. 5.

industry; 2. the addition of new industrial customers who formerly owned their own stations, but which have had to be recently dismantled due to the equipment having run out of date; 3. the growth of cultural requirements on the part of the population and 4. the relatively low cost of electrical energy.

Due to a number of circumstances, the rate of growth in station capacity occasionally lagged behind the increase in load which, as already mentioned, sometimes called for the necessity of adopting special steps to reduce the load artificially. And yet, as Table 9 plainly

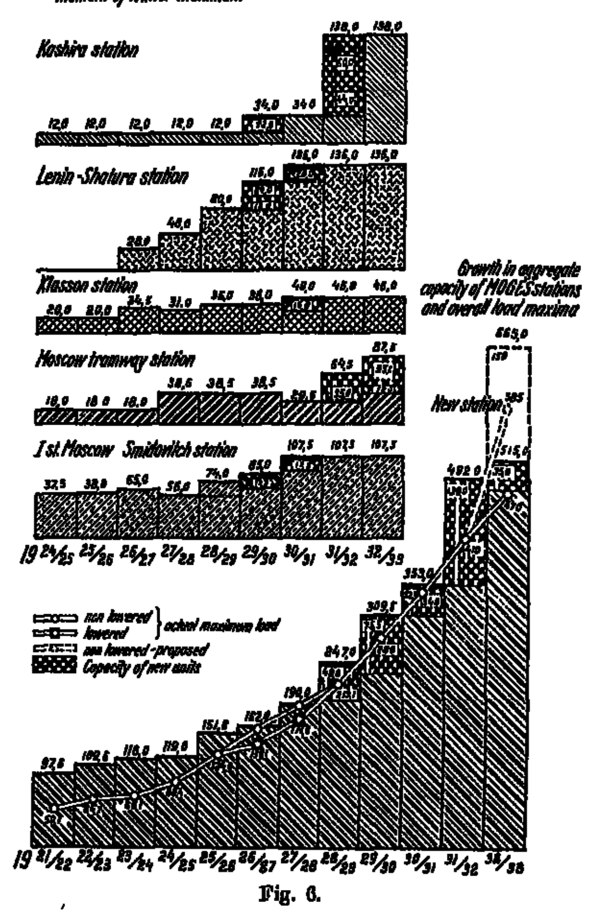


Fig. 6.

Table 9. Growth in Capacity of MOGES stations in thous. kW

Stations	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29	1929/30[10]
First Smidovitch	57.5	58.0	65.0	56.0	75.5	85.0[10]
Moscow Tramway	18.0	18.0	18.0	38.5	38.5	38.5
Klasson Station	20.0	20.0	34.5	31.0	36.0	36.0
Lenin Shatoora Station	—	32.0	28.0	48.0	80.0[10]	116.0[11]
Kashira Station	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	28.0[11]
Small plants[9]	11.6	10.8	4.5	4.5	5.0	8.0
Total all stations	119.1	151.6	162.0	190.0	247.0	311.5
Reserve Capacity in %	34.7	22.3	16.5	10.7	12.7	11.3
[9] Of these not controlled by MOGES	5.0	5.0	2.0	2.0	2.0	5.0

[10] Proposed. [11] Power restricted to boiler-house.

shows, the task of raising the capacity of stations more than twofold was actually accomplished. In fact, during the five year period reviewed, the capacity was raised 107%, i. e., from 119 to 247 thous. kW (Fig. 6).

This is a list of large-scale constructions carried out by MOGES in course of the last five years:

1. Extension of the Klasson Plant from 20000 kW to 36000 kW capacity. This extension was effected by installing a new turbo-generator of 16000 kW manufactured by the Brünn works and also by building a new boiler house with 4 boilers of 750 m² heat. surf. equipped with chain grate stokers and mechanical handling of fuel. The old boiler-room was likewise provided with two similar boilers to take the place of the worn-out old ones.

2. The former voltage at which energy was transmitted to Moscow from the Klasson Plant has been raised from 70000 V to 115000 V so that the voltage is now standard in the entire Moscow region. For this purpose an outdoor substation of 6.6/110 kV was built with a transformer bank of 30000 kVA.

3. At the first Moscow Station, in place of 4 obsolete turbines with a total capacity of 11000 kW, two new ones, manufactured by Metropolitan Vickers works, have been installed. A third turbine of the same design is being erected at present.

For supplying steam to these turbo-generators, a new boiler house has been built in which three new Babcock and Wilcox boilers of 1592 m² heating surface have been installed. Two more new boilers will be installed in the near future. These boilers are designed for a working pressure of 28 at, the temperature of steam being 400° C. The fuel to be used is oil, however, provisions have been made for the eventual utilization of pulverized coal fuel.

4. A step-down transformer substation has been erected to operate in conjunction with first Moscow station. The transformer substation will be provided with two transformer banks of 105/33/6.6 kV each with a capacity of 25000 kVA. This substation will form a link between the switch-gear of the first Moscow station and the high-voltage circle around Moscow.

5. Three frequency transformers converters of 50/25 cycles have been set up in conjunction with first Moscow station. They are housed in a special building and they feed the tramway circuit from the 50 cycle MOGES network. These transformers act simultaneously as synchronous condensers.

6. A new Rateau turbogenerator of 17500 kW has been placed into operation at the tramway station. Two Babcock & Wilcox boilers of 1530 m² heating surface supply the turbogenerator with steam. They are designed for using oil-fuel.

It was during the same period that the Lenin Shatoora plant, located among extensive peat-deposits, was constructed and put into operation. The station is equipped with three turbogenerators of the Brünn works of 16000 kW capacity each, and two Brown Bovery turbogenerators

of 44000 kW each. The station has three boiler rooms with nine steam-generating units of 750 m² heat. surf. each, three boilers with 1200 m² heating surf. each and five more boilers of 1500 m² heating surf. each are being installed. All the boilers have been supplied by the Vitzkovitzki works.

Large extension has been made to the Kashira plant using Sub-Moscow brown coal as fuel. This was made possible through the adoption of pulverized fuel combustion for the firing of which the installation had to be remodelled, since it had been previously equipped with chain grate-stokers. The original capacity of the station, 12000 kW, was increased by 22000 kW. This was accomplished by the installation of a new turbine manufactured by the "Electro-mechanik" works. At the same time a new plant "Kashira 2" is being constructed near the old station. This station will have a generating capacity of 104000 kW and it will use pulverized Sub-Moscow brown coal as fuel.

The network of MOGES has been developing in pace with the growth of new connections and in keeping with the increase of power; new overhead transmission lines rated at 110 kV were built in order to provide another outlet to the energy generated by regional stations; both the feeding and distributing under-ground (6.5 kV) and over-ground (33 kV) networks were extended, while a similar enlargement was carried into effect in respect to transformer capacity. The number of sub-stations was increased, this being the case in regard to all substations-intermediate, junction, and, those located on customers' holdings.

Table 10. Growth in Length of Network and Capacity of Substations

	On October 1st						On 1. 8. 1929
	1923	1924	1925	1926	1927	1928	
Length of cables in km	2084.4	2142.5	2270.5	2441.9	2699.1	2932.9	3195.8
Length of Overhead lines in km	327.0	567.6	851.8	1692.6	2236.2	2663.7	2860.0
Total length of under and overground networks in km	2411.4	2710.1	3131.5	4134.5	4935.3	5596.6	6055.8
Capacity of distributing transformers	138372.5	141645.5	158648.5	239778.3	289057	374420.5	433926.5
Capacity of intermediate and junction transformers	—	—	201650	237950	270740	284500	338975

Table 10 shows the annual growth in network mileage and transformer capacity. It will be seen that the total length of cables increased from 2080 km in 1923 to 3196 km as at August 1, 1929. The respective increase is thus 60%. At the same time the lenght of overhead lines rose from 327 km to 2860 km, i. e., nearly nine times. The entire mileage of both over- and underground lines increased $2^1/_2$ times.

The capacity of the distributing transformers has increased from 138000 kVA to 434000 kVA, i. e., more than three times; the capacity

of transformers of intermediate and junction substations has risen from 201650 to 389000 kVA.

The following 110 kV transmission lines were built during the period under review: double lines: Shatoora—Moscow (120 km); Shatoora—Istomkino—Moscow (Izmailovski substation)—128 km; Klasson Station—Istomkino 28,5 km; single overhead lines: Kashira—Serpukhov—60 km, Kashira—Tula—84,5 km, Shatoora—Jegoriovsk—Kolomna—Kashira 136 km, etc.

Two thirds of an overhead ring (voltage 115 kV) to encircle Moscow have already been completed. This distributing ring will play the role of bus-bars for all the energy discharged by regional stations. Six substations are located on the ring; four of these, namely, the Kojookhovo, Karatcharovo, Izmailovo and Sokolniki substations are already completed while two (the Butyrki and Fili substations) are under construction. The power of each substation ranges from 20000 to 60000 kVA. The circle connects not only with all regional stations but also with the central city plant, i. e., the first Moscow station (Fig. 1.)

During the period under review a number of developments have been realized in the Moscow cable system, namely: 1. the remodelling of feeding points and transformer-houses in accordance with the latest technical requirements, 2. at feeder points fuses on distribution cables were replaced by oil-circuit-breakers and separating switches; part of the network formerly fed at a voltage of 2.2 kV was made to operate at 6.6 kV. The area fed from the 2,2 kV network is being gradually diminished in concentric circles and, as things are at present, it consists only of the zone girdled by the Moscow Boulevard Inner Ring. In course of further reconstruction work it is proposed to split the Moscow Cable Network into separate sectors, so that every district of the town and suburbs should be fed from the substations of the highvoltage ring with secondary voltages of 6.6 kV and 33 kV.

The following figures help to visualize the extension of the Moscow Cable Network:

Overall length as at Oct. 1st, 1928—2860 km.

Capacity of distributing transformers as at Oct. 1 st, 1928—241390 kVA.

Number of transformers installed at the same date—3523.

Number of transformer houses and substations at the same date 2197.

It has already been mentioned that the MOGES stations make use of different classes of fuel. Namely, the two city stations use highly calorific fuel: mazout and anthracite (these fuels being brought from remotely located oilfields and pits) while the three regional stations operate on local varieties: Sub-Moscow brown coal and peat, which have a lower heating value. Both Sub-Moscow coal for the Kashira plant and mazout, as well as anthracite are obtained on the ground of special supply contracts concluded with the respective syndicates, while peat is worked by the agency of MOGES proper, the excavation being conducted in the area of the Klasson and Shatoora plants, which are made to operate on peat only.

Table 11. Annual Fuel Consumption of MOGES Stations in Terms of Thous. Tons Natural and Conventional Fuel

	1924/25		1925/26		1926/27		1927/28		As scheduled 1928/29	
	Nat.	Con.	Nat.	Con.	Nat.	Con.	Nat.	Con.	Nat.	Con.
Fuel Oil(Mazout)	141.5	198.7	107.3	140.2	101.7	142.9	148.7	209.1	190.0	267.2
Anthracite	—	—	36.3	33.4	91.1	84.0	62.0	58.8	52.5	50.1
Peat 30% moisture	218.2	99.5	530.9	246.4	697.2	327.0	873.1	400.1	1004.0	464.7
Sub Moscow Brown Coal ..	—	—	166.1	64.6	212.9	78.5	186.1	67.3	172.8	65.2
Total		298.2		493.6		632.4		744.3		847.2

Table 11 shows the annual fuel consumption of electric stations in terms of both natural and conventional 7000 cal fuel.

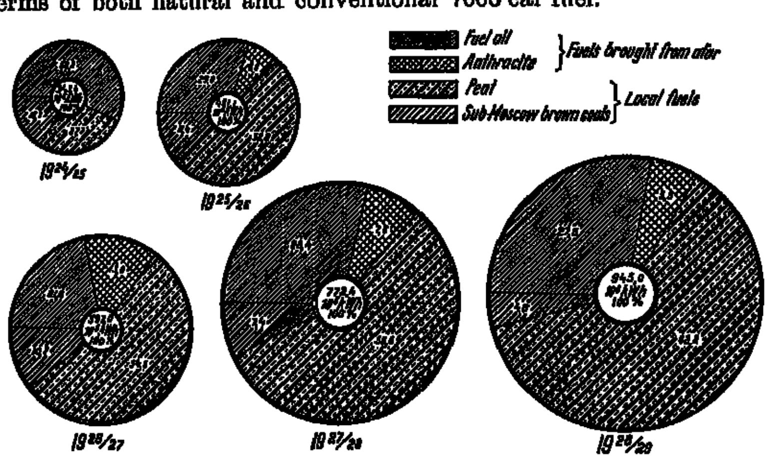


Fig. 7. Electrical energy delivered from the bus-bars of MOGES stations subdivided according to different fuels used in terms of %.

It will be seen from the table that fuel consumption (chiefly peat) has shown a marked increase which is fully in keeping with the growth in energy supply and output. MOGES is endeavouring to utilize to the utmost local fuel resources, which may be claimed to be a fully consistent and economical policy.

Fig. 7 shows the energy supplied from the bus-bars of electric stations in respect to different classes of fuel. The values taken are both absolute and relative and are expressed in terms of percent to the total amount of energy supplied, assumed as 100%. From this diagram it will be seen that a marked downfall is characteristic in regard to oil generated energy for the last years in comparison with the first year of the period under review (24/25); generation from anthracite firing plants stays at about the same level, while the output derived Sub-Moscow coal tends to decline. This may be ascribed to the obsoleteness and poor capacity of the old Kashira plant. Peat generated energy, taken in absolute

figures, has increased sixfold, while the percentage ratio shows a rise of 27.7% (in 1924/25) to 62.2% (in 1928/29).

The curves of Exhibit 7 show that in the last year of the period, namely 1928/29, the energy generated on the local power store (peat and Sub-Moscow Coal) runs as high as 67% of the total output.

Table 12 supplies the necessary data, subdivided into the figures characteristic of the totals obtained every year, to enable one to judge the total output of peat worked at the excavation plants of MOGES.

Table 12. Growth of Peat-Output at MOGES Excavation Plants in thous. Tons

	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29
Machine-moulded	303.1	412.8	605.5	620.6	725.0
Hydropeat	149 9	160.5	198.8	437.7	532.0
Total	453.3	573.3	804.3	1058.3	1257.0

It will be seen from this table that the total output has risen from 453.3 thous. tons in 1924/25 to 1257 thous. tons in 1928/29. The growth will thus be found to rank as high as 175%. In fact, as regards the aggregate amount of peat extracted, MOGES plants are the first undertaking of their kind in the USSR.

The table also shows that mechanical labour saving methods are always taking a more important part in the excavation process. Among these the hydropeat or hydraulic method stands out with particular prominence. Due to the adoption of this method on an extensive scale and also by virtue of a series of other factors, — the self cost of one ton peat shows an annual decline. This self-cost (usually rated for 30% moisture peat and calculated f. o. b. pile at bog) comes down to 8 roubles 70 copecs per ton (1928/29) or 12 roubles 84 copecs if reckoned free-boilerhouse.

The self-cost of 1000 cal fuel of different descriptions reckoned free-bunker MOGES station, as well as mean calorific values are incorporated in Table 13.

The table shows that local varieties of fuel viz., peat and Sub-Moscow brown coal, involve lower costs than fuels entailing the need of distant carriage. The fact that Sub-Moscow brown coal is the cheapest of all has promoted the extension of the Kashira plant.

Table 13. Mean Calorific Value and Self-Cost of Different Descriptions of Fuel Reckoned Free-Bunker MOGES Stations

	Calorific value cal	Self-cost in cop. per 1000 cal for 1928/29
Mazout	9733—9844	0.45
Anthracite	6440—6680	0.43
Peat 30% moisture	3200—3280	0 40
Fines of Sub-Moscow Brown Coal .	2530—2720	0.34
	Mean	0.41

Minimum and maximum figures reckoned out of mean annual figures for five years.

Specific consumption per 1 kWh, delivered from MOGES statio bus-bars, shows an annual decline falling from 7490 in 1924/25 to 606 in 1927/28.

The scope of construction work conducted by MOGES for the ex tension of generating plants and network is adequately characterized b the capital investments apportioned in the period under review.

Table 14. Annual Capital Investments on Extension of MOGES Plants an Network in Thous. Roubles

1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29	Aggregate for 5 years
24470	24940	38519	56453	67933	212315

As may be seen from Table 14, in the course of the last two year the capital investments of MOGES have risen more than $2^1/_2$ time as against the first year of the five-year period. The total capital in vested during the five-year period amounts to 212 million roubles.

The self-cost of energy, as delivered from the bus-bars of the separat stations, is as follows:

Table 15. Self Cost of 1 kWh Electric Energy as at Bus-Bars of MOGE Stations (with Depreciation)

Station	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29
Smidovich 1st Moscow Station .	4.51	5.53	4.73	4.48	4.20
Moscow Tramway Station	4.50	5.19	4.96	4.00	4.10
Klasson Station	5.59	5.34	4.49	4.17	4.40
Lenin Shatoora Station	4.59	3.24	2.90	2 71	2.88
Kashira Station	4.36	5.02	5.11	5.47	5.80
Average weighted for MOGES	4.85	4.73	4.19	3.84	3.81

The above table shows that the cost of 1 kWh energy, as at bus bars, has declined at all stations except the Kashira Plant. There th self-cost of energy has increased, owing to the great increase in de preciation which has occurred during the last years, the increase price of fuel, and, finally, the incomplete exploitation in the last year which was due to the remodelling of the station. The average weighte self-cost for MOGES, as reckoned at bus-bars, has fallen fron 4.85 copecs down to 3.81 cop., i. e. by 20.5%.

Table 16. Production Cost of 1 kWh Electric Energy Delivered from the Bus-Bar of the Shatoora State Electric Station Working on Peat (with Depreciation)

	1926/27	1927/28
Fuel	2.02	1.82
Ash and Clinker Removal	0.02	0.01
Operating Staff	0.13	0.11
Running Repairs	0.09	0.14
Sundry Expenses and Taxes	0.12	0.15
Social Insurance and Man Power Safeguard ...	0.08	0.10
Depreciation	0.44	0.38
Total Cost of Energy as at Station Bus-Bars ...	2.90	2.71

Table 16 shows the production cost of 1 kWh energy as calculated at the bus-bars of the Shatoora State Electric Station working on peat at the time when the station had three turbogenerators of 16000 kW each.

Table 17. Production Cost of 1 kWh Electric Energy at Consumers End for Different Years

	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29
Production Cost of 1 kWh	8.05	8.24[11]	6.93	6.46	6.87

As regards the production cost of energy at consumer's end, including the expenses on both distribution and sale of energy, as well as the accrued charges on capital invested, we have the following figures shown in Table 17. It may be seen that the self cost of energy has, in the course of the given period, dropped from 8.05 copecs down to 6.87 copecs, i. e., by 14.6%. This reduction is due not only to the extension of the stations, to the entering into exploitation of units possessing higher efficiency and to the increased consumption of energy, but also to scientific management and economic measures which are cutting down the respective costs to the utmost.

Table 18 gives the average sales price of electric energy for individual groups of consumers. From this table it may be perceived that the average sales price for industry has, during the five-year period, undergone a reduction of 14.5%, while the corresponding reduction for lighting has amounted to 16%. The average sales prices for all the groups are also lowered by 20.9%.

Table 18. Average Sales Prices of Electric Energy for Individual Groups of Consumers (in copecs)

	1924/25	1925/26	1926/27	1927/28	1928/29	Percentage reduction as against 1924/25
Lighting	21.7	20.0	19.21	18.61	18.20	16 %
Industry	5.52	4.80	4.75	4.92	4.72	14.5%
Tramway	4.0	4.0	4.30	5.0	5.0	increase by 25%
Average values for all groups	9.61	8.81	8.31	8.05	7.57	20.9

With regard to the rate policy, it is necessary to point out that the so-called differential rates have for the last few years been applied to both large and middle scale industry. These rates are made up of basic rates per kilowatt capacity connected, plus the rate per kWh energy recorded by a meter. The rates of lighting, which are different for individual categories of consumers, are merely based on the meter records of energy consumed. Tramway undertakings also pay their dues according to the readings of meters placed at the station bus-bars. The various rates are given in Table 19.

The growth of maximum loads planned for the next years as well

[11] From 1925/26 including interest on capital invested.

as the plan for the extension of MOGES stations within the five year period, up to 1932/33, are given in Fig. 6.

From the data presented above, it may be seen that, according to the original plan, the total capacity of the stations, will rise from 247000 kW, as in 1928/29, to 515000 kW in 1932/33; the simultaneous growth of maximum loads will be from 219000 kW, as in 1928/29, to 470000 kW in 1932/33.

Table 19. Existing Rates of Electric Energy Delivered by MOGES

	Basis Rates per kW Plant Capacity per month		Per kWh Energy recorded by meter	
	State R.	Private R.	State cop.	Private cop.
Large scale industry above 1200 kW......	2.50	3.40	3.0	4.0
Large scale industry from 201 to 1200 kW	2.80	3.70	3.0	4.0
Medium scale industry from 51 to 200 kW	3.30	3.30	3.4	4.5
Small scale industry from 1 to 50 kW ...	—	—	7.2	12.0
Lighting of flats according to individual meter	—	—	16.0	16.0
Lighting of streets, railway yards termini, etc.	—	—	8.0	—
Lighting of flats in settlements, towns and villages according to common meters ..	—	—	12.0	12.0
Lighting of theatres, movies, dispensaries, hospitals, bath-houses etc.	—	—	26.0	26.0
Lighting of hotels, private workshops etc.	—	—	32.0	32.0
Lighting of shops, stores and churches ...	—	—	80.0	80.0
Tramways	—	—	5.0	—

The contemplated construction of an industrial combine in the Sub-Moscow coal basin has led to the necessity of re-considering the plan for the extension of stations. Eventually it has been decided to build a new Bolrikov station with an original capacity of 300000 kW. According to this plan the above station was to be placed into service in 1933/34 with a capacity of 75 to 150 thousand kilowatts in the first year of operation. In view of the projected increase of maximum loads to 585 thousand kW in 1932/33, it has been decided to speed up construction of the above station so that it can be put into service as soon as 1932/33, with an original capacity of 150000 kW. These modifications are shown in Fig. 6. In this case the total capacity of the MOGES stations will rise to 665000 kW.

As regards the individual stations, it is planned, as shown in the graph, to extend the tramway station to 87000 kW by establishing two turbines, 35000 kW each, instead of the old ones with a total capacity of 21000 kW. The steam from the turbines will be utilized for domestic purposes.

The extension of capacity is effected at present also at regional stations, e. g., at the Klasson station, where a new turbine of 15000 kW is substituted for one of the old turbines of 5000 kW capacity. In 1929/30 it is contemplated to complete the extension of the Shatoora station up to 136000 kW capacity. In the same year the Kashira sta-

tion is to undergo an especially large extension, viz., up to 138000 kW, through the installation of two turbines, 44000 and 60000 kW respectively.

In accordance with the above extension schemes, the MOGES network is undergoing similar development.

Resumé

1. L'alimentation de Moscou et de la région environnante en énergie électrique est effectuée par 5 centrales génératrices constituant l'Union MOGES dont la puissance totale en 1928/1929 était de 247000 kW. De ce nombre deux usines se trouvent dans la ville de Moscou et trois sont situées ailleurs; les premières fonctionnent au combustible apporté de loin (naphte et anthracite), les dernières utilisent le combustible local, l'une d'elles fonctionnant au charbon du bassin de Moscou (lignite) et les deux autres à la tourbe. Toutes les usines sont équipées avec des turbo-alternateurs aux caractéristiques suivantes: tension primaire 2,2 kW, 3,1 kW, 6,6 kW et 11 kW; tension secondaire — 33 et 110 kW; fréquence — 50 Per/s; l'exception ne fait que l'ancienne partie de la centrale de tramway à Moscou qui emploie la fréquence de 25 Per/s.

La plus grande des centrales est celle de Chatoura puissance 136000 kW (utilise la tourbe); la plus petite celle de Kachira puissance 34000 kW (utilise le charbon du bassin de Moscou).

2. La puissance totale du raccordement (installée chez les abonnés) s'accrut, dans la période de cinq ans, de 232352 kW à 435000 kW, c'est-à-dire de 86%, ce qui est dû principalement à l'augmentation du raccordement industriel, égal à 112%. Le nombre des abonnés s'est élevé de 203560 à 267200 c'est-à-dire de 32%; les dernières années ont été raccordés de plus gros consommateurs que les années précédentes. L'auteur signale en particulier, les travaux de l'Union MOGES pour l'électrification des banlieues ouvrières de Moscou et l'électrification rurale. Dans le premier but, on a fait 14270 raccordements de maison; le prix des travaux monta à 8 millions de roubles. Une partie de cette somme, savoir 631000 r. a été dépensée pour les travaux d'installation de ~110000 lampes à incandescence, faits gratuitement (pour un certain nombre des ouvriers). A présent les faubourgs de Moscou sont électrifiés complètement. Au cours des dernières cinq années ont été électrifiés 183 villages.

3. L'auteur analyse ensuite les courbes caractéristiques de charge du réseau de M.O.G.E.S. ainsi que le facteur de la demande maximum simultanée, le facteur de charge d'un consommateur par rapport à la consommation maximum et d'autres facteurs pour les différents groupes de consommateurs (consommation pour l'éclairage, l'industrie, la traction électrique). On constate un grand accroissement des charges maximum (jusqu'à 27,7%) pendant les deux dernières années, et une longue durée d'utilisation de la charge maximum (4630 h pendant l'année 1928/29). La charge maximum annuelle en 1928/29 a atteint 220000 kW.

L'énergie totale livrée par les réseaux égalait (d'octobre 1928 à octobre 1929) 960 millions de kWh, dont 832,5 millions ont été reçus par les abonnés; cette consommation est répartie entre les diverses sortes d'utilisation de la manière suivante:

Eclairage	21,6%
Industrie	63,8%
Traction	14,6%

Les pertes constituent 13,3%.

4. La puissance totale des centrales s'est augmentée pendant les cinq dernières années de 110000 à 247000 kW. L'auteur indique les principaux travaux effectués

pour l'extention des usines génératrices. Récemment ont été installées des chaudières d'une surface de chauffe de 1530 à 1592 m² chacune et des turbo-alternateurs (les plus grands de l'Union MOGES) de la puissance de 44000 kW chacun (Usine de Chatoura). A l'usine de Kachira on a adopté l'emploi du charbon pulvérisé.

5. La longueur totale du réseau accrût au cours de six ans de 2411 km à 6056 km, notamment la longueur les lignes de transmission souterraines s'éleva de 2080 km à 3196 km et celle du réseau aérien de 327 km à 2860 km. La puissance totale des transformateurs du réseau (transformateurs de distribution) s'est augmentée de 138000 kVA à 434000 kVA. L'auteur note la construction des lignes à haute tension (115 kV) dans la région entourant Moscou pour la réception de l'énergie fournie par les usines génératrices régionales et sa distribution entre les six sous-stations de Moscou, fonctionnant à la tension de 110/33/6,6 kV et ayant la puissance de 20000 à 60000 kVA chacune.

6. La quantité totale du combustible consommé par les usines génératrices atteint 850000 t par an (estimé pour le pouvoir calorifique conventionnel 7000 cal). La consommation de la tourbe est à peu près de 1000 t.

L'énergie produite avec du combustible local (la tourbe) présente 62,2% de l'énergie totale.

La tourbe est extractée des tourbières de MOGES les plus importantes de l'URSS. Le prix de la tourbe est de 8,70 roubles la tonne (franco marais) et 12,84 roubles franco chaufferie.

Le prix de revient pour 1000 cal est:

pour le naphte	0,45 cop.
„ l'anthracite	0,43 „
„ la tourbe (humidité 30%)	0,40 „
le menu du lignite	0,34 „

La consommation spécifique de chaleur par rapport à 1 kWh livré par l'usine s'est abaissée en 1927/28 de 7400 à 6000 cal.

7. Le capital investi pour le développement des usines et des réseaux a atteint, dans la période de 5 ans 212 millions de roubles. Le prix de revient de l'énergie (à l'usine) y comptant l'amortissement, varie de 2,71 cop. (l'usine de Chatoura) à 5,47 cop. (usine de Kachira) ce qui fait en moyenne 3,84 cop. pour 1 kWh.

Le prix de revient de l'énergie transmise aux abonnés est de 6,87 cop. pour 1 kWh (y compris les intérêts 6%).

Les prix moyens de vente pour 1 kWh sont:

pour l'éclairage	18,2 cop.
„ l'industrie	4,72 „
„ la traction	5,0 „
le chiffre moyen	7,57 „

Les tarifs: Le prix du tarif pour l'éclairage des maisons (tarif simple au compteur) est de 16,0 cop./kWh.

Pour le tramway 5 cop./kWh.

Il est établi pour les industriels abonnés un tarif mobile, selon lequel le prix se compose de deux élements suivants: du prix de base pour chaque kilowatt raccordé qui est déterminé par la grandeur de l'installation abonnée, et du prix évalué au compteur.

Conformément à l'accroissement des charges maximum prévu par le plan des travaux publics pour les cinq années prochaines, la puissance des usines génératrices s'élèvera de 247000 kW (1928/29) à 665000 kW (1932/33); à la dite augmentation de la puissance totale participera la nouvelle usine génératrice régionale fonctionnant au charbon du bassin de Moscou; sa puissance originelle sera de 150000 kW. Les réseaux de transmission se développent également.

Japan

Design and Operation of Thermal Power Plants in Japan[1]

Department of Communications

Seitaro Goto and Kenji Kato

Introduction

In this country, the first power developing industry was started by using a vertical steam engine in 1887. At the beginning of the electric industry, the steam engine was the chief prime mover for electric power generation. In 1910, however, the Department of Communications commenced the survey on hydro-electric power and its results proved that our country is rich in water power and able to utilize it favourably from the standpoint of both meteorology and topography. Ever since, the industry of hydro-electric power generation has gradually increased, and in 1912 its capacity became equal to that of thermal power. Since then a rapid increase of water power set in, being accompanied by progress in high tension—long distance power transmitting engineering and incidentally also a rise of coal prices, so that large water sites at locations distant from the load centers were principally developed and thermal power plants were used to supplement these water power plants. At present, the total capacity of thermal power plants is about half of that of water power plants.

In this way, the thermal power plants in our country, excepting the Western district—which is poor in water power—and the Kyushu district—which is the centre of an important coal field, are generally used to supplement shortage of water power in the low-water season, and they have to operate under very unfavorable economical conditions. Consequently the basic considerations for the design of such stations must be different from those in foreign countries.

Capacity of Water and Thermal Power Plants

Hydro-electric power resources in this country are estimated to be *4800000* kW on the basis of minimum flow and *10500000* kW on 6-months flow, and it is expected that more power can be obtained if further studies on utilization of regulating ponds, or seasonal reservoirs will be made. A survey in this direction is now being made by the Ministry of Communications.

According to the Statistics in 1927, water power developed amounts to 2111000 kW, against the total steam power of 1315000 kW and

[1] Plants in Corea, Formosa and Karafuto are excluded.

only 42000 kW generated by internal combustion engines, i. e. water power represents 61% of the total power and thermal power 39%.

Fig. 1 shows the increase of both hydro and thermal power in our country. It will be seen from this Figure that at the end of 1927, water power had increased 52 times and steam power 55 times since 1915, on the other hand power generated by internal combustion engines increased 1,75 times only.

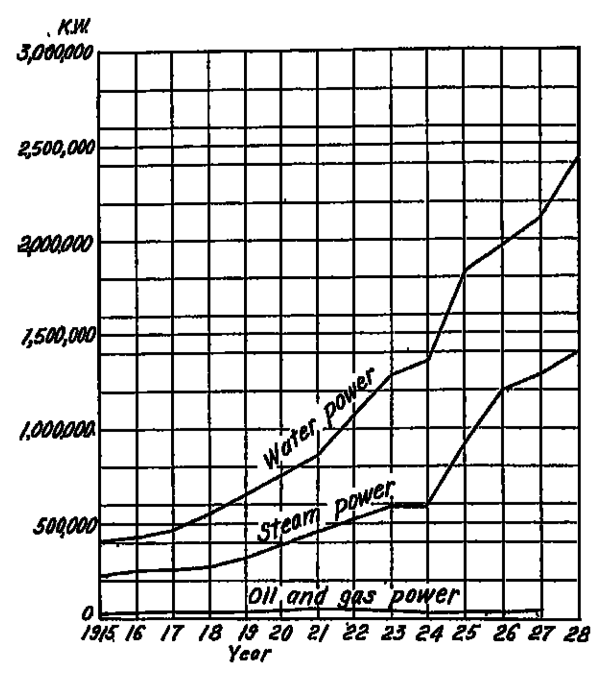


Fig. 1. Curves showing progressive increase of power in Japan.

Thermal power plants can be classified in accordance with the object of application as follows:

1. Plants operating daily.
   a. Plants which run continuously and are used for system load or base load.
   b. Plants which carry daily short peak load.
2. Plants which are operated for short hours.
   c. Plants which supply the shortage of water power in the low-water season.
   d. Plants which supply electric power occasionally i. e. in case of trouble in a hydro or thermal system.

Table 1 and Fig. 2 indicate the capacity of the two kinds of thermal plants mentioned above, classified geographically. As is shown by

Table I. Capacity of Thermal Power Plants as classified by Geographical Division

Geographical Division	General and Electric Railway Service		Industrial Service		Total	
	Normal Service	Supplemental Service	Normal Service	Supplemental Service	Normal Service	Supplemental Service
Kanto	6 655	146 052	34 675	5 764	41 330	152 716
Central	29 181	53 426	1 750	9 140	30 931	62 566
Kinki	250 756	278 531	62 378	27 158	313 134	305 689
North Central ..	755	12 830	400	—	1 155	12 830
Chugoku or West	38 336	38 776	7 700	1 880	46 036	40 656
North East	2 403	12 879	17 907	5 880	20 310	18 759
Shikoku	8 030	21 015	8 800	4 400	16 830	25 415
Kyushu	73 104	46 306	126 113	26 702	199 217	73 008
Hokkaido	6 301	5 770	43 045	2 320	49 346	8 090
Total	415 520	616 485	302 768	83 244	718 289	699 729

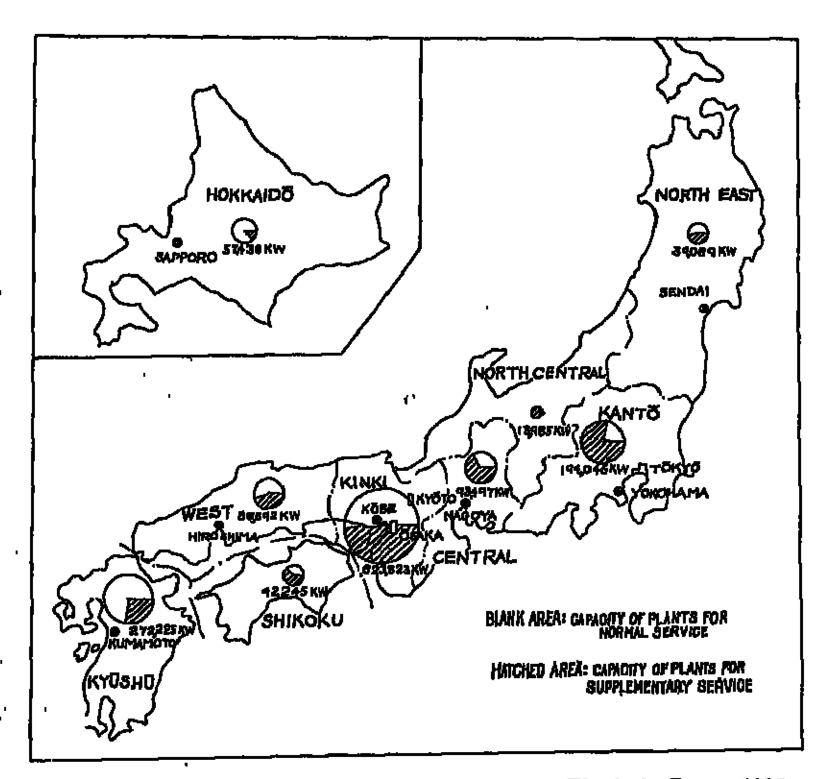


Fig. 2. Geographical Distribution of thermal Power Plants in Japan 1928.

this table, the capacity of daily running plants covers 40% of the power for general service and 78% for industrial service.

In industrial factories, there is a tendency to buy power from electric power companies and to use their own power generating equipments

as reserve in preference to generating the required energy themselves i necessarily small and consequently inefficient plants. For this reaso the number of plants used as reserve have increased and therefore th actual capacity for daily use may be considered much less than the valu indicated in the table and stand-by plants have increased a great de in number. Furthermore, it is evident that in rainy years, the actu output of the thermal plants for daily service will be also far less tha the above value.

Table II. Capacity and Number of Plants as classified by Output

Capacity and No. / Plant Capacity	Plants for General and Electric Railway Service		Plants for Industral Service		Total			
	Total kW	No.	Total kW	No.	Total kW	No.	Per Cent kW	Per Cent No.
Under 1000 kW	17400	134	19943	82	37343	216	2,62	52,2
1000 to 9999 kW	216855	68	287069	93	503924	161	35,42	38,9
10000 kW and over	797750	31	84000	5	881750	36	61,96	8,7
Total	1032005	233	391012	180	1423017	413	100,—	100,—

Table II shows capacity and number of thermal plants classific according to the plant output. 62% of all the plants have capacitie of more than 10000 kW and the majority are supplying power fo general service. This paper deals with the plants for general servic chiefly, as many plants for industrial service are not only small, bu are more or less of a special type for the various industries.

Operating Conditions of Thermal Power Plants

As has been mentioned, many of our thermal plants are used a standby stations for water power plants, consequently the yearly averag utility factor is very poor.

According to the statistics in 1927, the total power generation of th plants for general and electric railway service amounts to 9746000000 kW of which 88,1% is generated by water plants, 11,8% by steam plants an 0,1% by internal combustion engine plants. This is to say that althoug thermal plants take up 33,3% of the total capacity, the powe generated thereby covers only 11,9% of the total.

Fig. 3 shows the change of the yearly average utility factor throughou Japan classified according to three sources of power i. e. water, stear and internal combustion engine. From this figure it will be seen tha although the number of water plants has increased remarkably, th utility factor amounts to between 50 and 60%. On the other hand thermal plants were widely used with a utility factor of 40 to 50% in th years of 1916 to 1920, stimulated by the sudden rise of our industrie Since then, however, the use of steam plants took a descendin course year after year, and in 1927 the annual utility factor was les than 15% and that of internal combustion engine plants 11%. Thi resulted from the increased utilization of water power by raising th

standard for the design of water plant to more than the minimum flow from the economical standpoint of water power utilization. At this time large thermal power plants were erected as stand-by plants for the low water season, and plants which were originally established for daily service, are being used for stand-by purposes in an increasing degree.

The changes in the utility factor of our principal steam power plants are shown in Fig. 4. In this figure plants 1 to 4 are situated in the Western district, where water power resources are poor and which is in the center of a coal field. The utility factor of all these plants exceeds

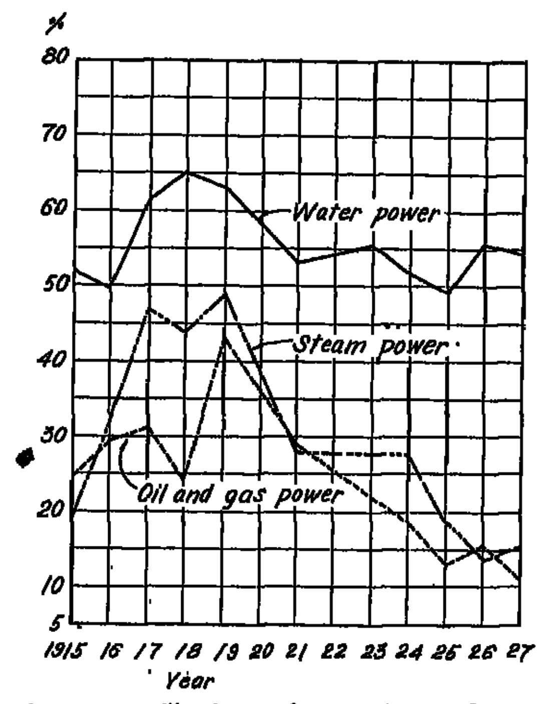


Fig. 3. Yearly average utility factor of water, steam and gas-and-oil power.

40%. The plants 5 to 9 are located in the Central district and the plants 10 to 11 in Tokyo district. Values of the utility factors of the plants in the latter two districts are very low. Other plants of smaller capacity are operated with still lower utility factor.

Generally speaking, the shortage of water power or minimum flow in this country occurs in the winter season. Therefore the thermal power plants are operated at the maximum load mostly from November to January. The total maximum load of all thermal plants in 1927 was 681000 kW, which represents approximately 76% of the total capacity of the plants then installed. Furthermore, there is a necessity of having a suitable number of spare plants to provide for the machine failures. The thermal plants are at present well utilized in the low water season,

and are not considered to be unnecessarily larger than actually required, but there would be a fairly large number of districts where thermal plants are found insufficient when an abnormal shortage of water power occurs. In the spring and autumn, the seasons of plentiful water, most

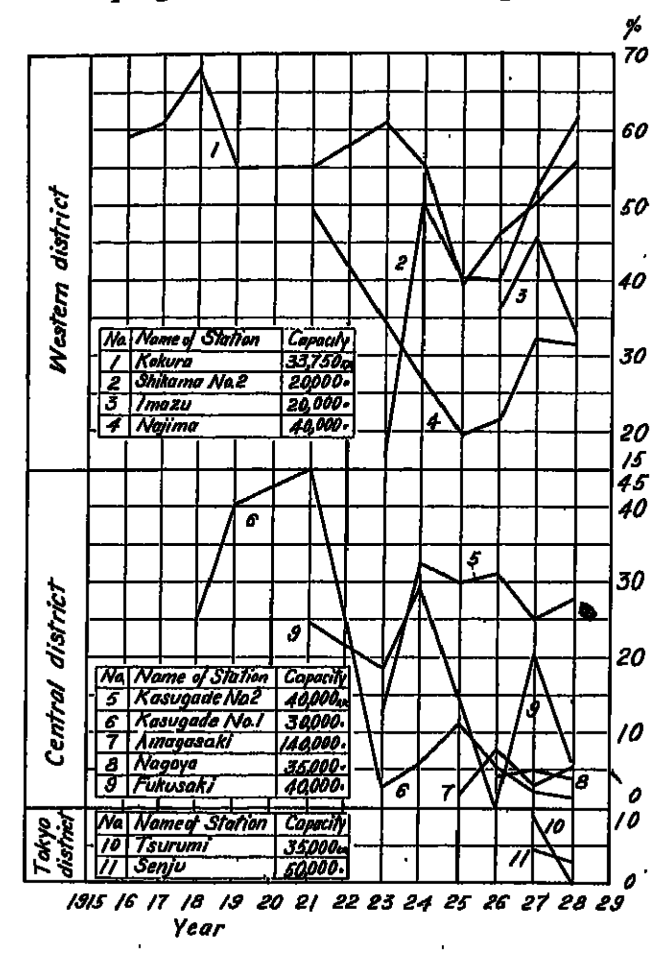


Fig. 4. Curve showing the yearly average utility factor of principal steam power stations in Japan.

of the thermal plants of large capacity are not run at all, or, if operated, with but very low utility factor.

Fig. 5 shows an example of seasonal load curves in 1926 for the representative power stations owned by six large power companies and one municipality in Osaka district, where the greatest number of steam plants exists.

It will be seen from this figure that any value of the monthly maximum power output, the monthly averaged maximum power output and the

monthly power generation in the season of plentiful water is lowered to approximately one fourth in each case during low water season. The aggregated capacity of these plants is 245000 kW, 84% of which is utilized in the low water season, but the yearly average utilization factor is only 16,5%.

The total capacity of the plants for general service owned by eight electric power companies and three municipalities in Kinki district in 1929, is altogether 465650 kW and the maximum total output of these plants

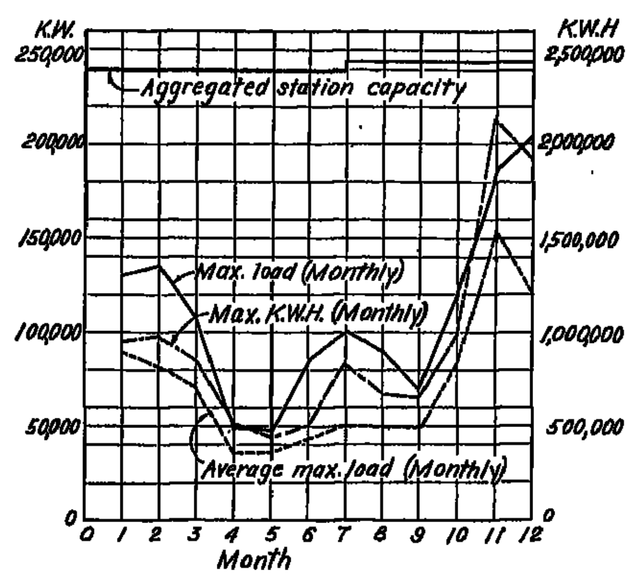


Fig. 5. Seasonal load conditions of main steam plants situated in the district of Kinki.

on Feb. 8th, during the low water season, amounted to 337359 kW, which corresponds to 68% of the total capacity, while that on May 1st, during the high water season, amounted to only 43914 kW, which corresponds to 9% of the total.

The percentages of daily utilization of the various plants during the low water season differs much according to the circumstances of the power companies. In systems which have an adequate regulating pond or seasonal reservoir, load fluctuations are taken care by the water power system only, and thermal power plants can be operated on base load with a high load factor which is near to the economical point, thus improving the economy of the thermal power system. However, in systems which do not have sufficient regulating pond or seasonal reservoir, both thermal and water power plants have to take peak load, with the result that the load factor of the thermal plants is lowered, yet this is better than no reservoir.

In the western parts of Japan, i. e. Chugoku and Kyushu districts, which have poor water power, most of the thermal power plants are built

as chief power generating stations. The load conditions in these plants are so favourable that not a few of them work at load factors exceeding 80%.

Japanese Coal

The coal resources of this country are scarce, being estimated at 8000 million tons and the amount of coal mined anually is about 30 million tons, 10% of which is consumed for thermal power generation.

Most of our coal fuels used for power generation belong to the class of bituminous coals of inferior quality, the calorific value of which is between 5500 and 6700 cal/kg. The ash content ranges between 10 and 20% in general, but some coal grades of particularly inferior quality contain ashes as much as 30%. In addition to this, the fusing temperature of ashes is usually so low, that boilers fitted with underfeed stokers are frequently troubled by clinkering of ashes, when operated at an overload. Due to the large content of volatile matter, as compared with that of fixed carbon, the coals mostly burn with a long flame. Therefore, great care has to be devoted to the volume of combustion chambers and their cooling devices.

Table III. Properties of the average Japanese coal

Coal field	Moisture %	Volatile Matter %	Fixed Carbon %	Ash %	Heat Value cal/kg
Tagawa (Kyushu)	4,10	31,70	51,10	13,10	6,453
Iwaki (Tohoku)	5,03	37,13	39,34	18,50	5,223
Horonai (Hokkaido) ...	7,98	37,12	41,50	13,40	6,450
Fushun (Manchuria) ...	5,72	46,42	43,66	4,20	7,266

Table 3 gives the proximate analysis and calorific value of our representative coals used as fuel for power generation.

The price of coal is generally not low in this country. During the European War, it had risen extraordinarily, up to Y. 35 ($ 17,5, RM. 70) per metric ton. Since then, however, it gradually came down and at present, coal of 5500 to 6700 cal/kg is quoted at Y. 10 to 13 ($ 5 to 6,5) in load centers such as Tokyo and Osaka etc., yet this price is very high when compared with that in America and Europe.

Construction Cost of Steam Power Plants

In spite of the fact that the number of steam power plants applying higher pressure, higher temperature and regenerative cycle is gradually increasing in this country as in other lands, the construction cost of such plant is decreasing year after year.

Fig. 6 illustrates the progressive decrease of construction cost of many large steam power plants in Japan. As is shown in this figure, the average value of construction cost of the plant adopting the pressure of 14 to 17,5 kg/cm² and direct condensing was Y. 180 ($ 90, RM. 360) in the years round 1923, but the cost of plants for pressures of 21 to

26 kg, and steam temperatures of 370 to 400° C and using regenerative cycle has nowadays decreased to Y. 130 ($ 65).

Plants which are now under construction are mostly expected to be erected at still lower cost.

In the case of plants of such low utility factor as in Japan, it is essential to construct them as cheaply as possible, since the capital charges and depreciation greatly affect the cost of kWh produced.

Of late, plants of high steam pressure and temperature are installed in great numbers in Europe and America, particularly in America, the number of the 84 to 98 kg/cm² pressure plants has increased suddenly,

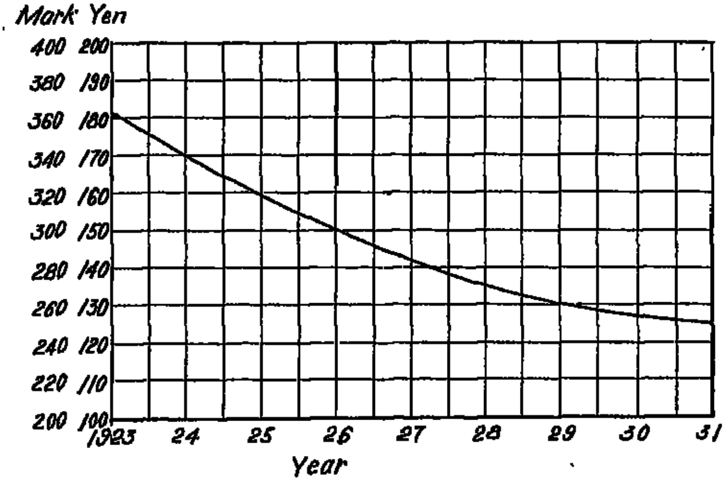


Fig. 6. Average construction cost of steam power plant per kW not including reserves.

and it is said that such high pressure plants are operated much more economically than the 28 kg/cm² pressure plants, when the coal price is high and when they are used for base load service with high utilization factor, because, while the construction cost of the 84 to 98 kg pressure plant is said to increase only by $ 5 to 10 per kW as compared with that of the 28 kg/cm², the thermal efficiency of the former is much higher.

But it must be borne in mind that the construction cost of the plants in America recently built ranges between $ 100 and $ 110, which corresponds to approximately twice as much as in Japan. That is to say, coal expenditure is reduced by improvement of efficiency, yet it is necessary to lower the cost of power generation by reducing the capital cost in Japan, where the utility factor is very low and the annual quantity of power generated is not big. Therefore for pure supplementary (stand-by) use, the plants of 21 to 28 kg/cm² pressure which are cheaper and of simpler construction are preferable to the expensive high pressure plants. For plants which are operated all the year round with high load and utilization factor, however, improved thermal efficiency should be aimed at.

Fuel Consumption

The thermal power plants in this country are mostly used as stand stations for water power systems and are therefore run to make up very severe seasonal fluctuations. They operate at very unfavoura utilization factor.

Moreover, the coals used as fuel are of very inferior quality and tl exists a number of plants which are small and out-of-date in desi It cannot be denied that the average plant thermal efficiency through the country is extremely low.

Fig. 7 shows the variation of the average consumption of coal kWh in the plants which have delivered more than 10,000,000 k annually for general and electric railway service. As will be seen in

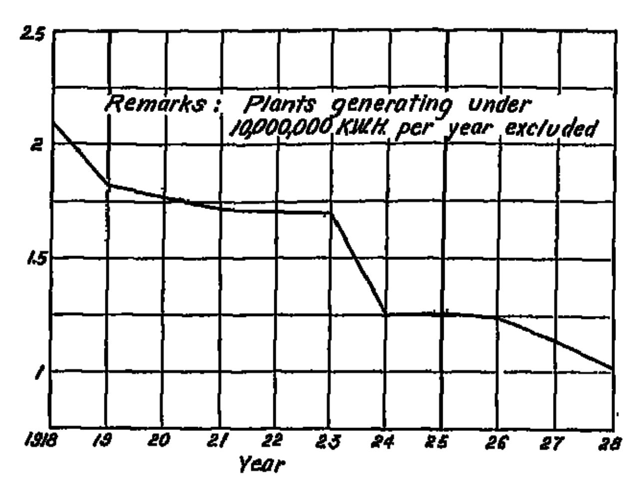


Fig. 7. Average yearly consumption of coal in kg/kWh.

figure, the coal consumption per kWh was reduced in 1928 to ab one half of that in 1923, yet this value amounts to 1,08 kg and equivalent heat consumption is about 6300 cal/kWh, the calorific va of the coal being assumed as 6100 cal/kg.

In some steam power plants built only recently, the heat consump is about 4500 cal/kWh, which it may be possible to reduce to 4000 cal/k should the load condition be still improved.

Temperature and Pressure of Steam

Both pressure and temperature of steam now used in Japan generally low, and their progressive increase in successive years illustrated in Fig. 8.

Table IV shows the number and unit capacity of turbines classi according to pressure. From this table it may be seen that turbines applying pressure under 21 kg/cm² take up 77% of gen service, 91% of industrial service and 80% of the total.

Table IV. Capacity and number of turbo-generators as classified by pressure

Capacity and No. / Pressure	Turbo-generators[1] for general and electric railway service: Total kW	No.	Turbo-generators for industrial service: Total kW	No.	Total: Total kW	No.	Per cent: kW	Per cent: No.
Under 14 kg/cm²	208050	95	200965	108	409015	203	25,35	55,92
14 to 21 kg/cm²	761775	101	119,200	36	880975	137	54,62	37,74
over 21 kg/cm²	289050	20	34000	3	323050	23	20,03	6,34
Total..........	1258875	216	354165	147	1613040	363	100,00	100,00

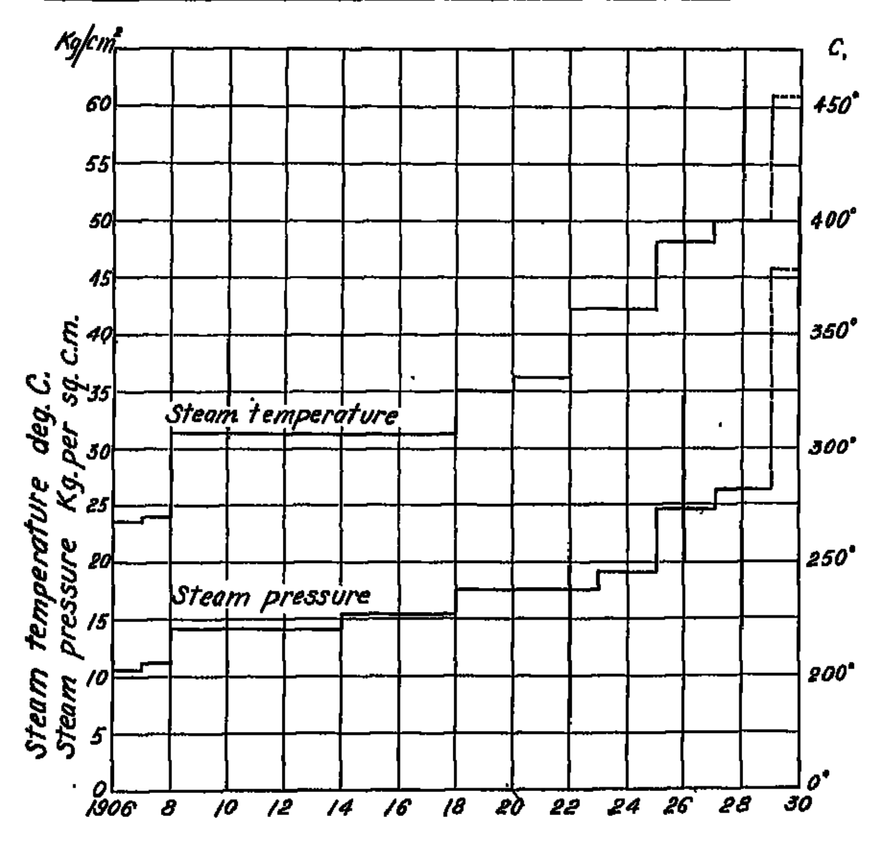


Fig. 8. Curve showing progressive increase of steam pressure and temperature.

The highest working pressure used in Japan at present is 26,4 kg/cm² and the temperature 400° C. Steam pressure over 21 kg/cm² is used only in large machines recently installed. A number of obsolete plants of low pressure are now being used as spare or peak load carrier in

[1] Turbo-generators under 1000 kW capacity are excluded.

conjunction with high thermal efficiency plants; some of the former are, however, yet of fairly high efficiency, because only few years have elapsed since they were established.

If suitable higher pressure machines would be applied in these obsolete low pressure plants and the exhaust steam thereof utilized in the existing low pressure machines, or if suitable accumulators would be inserted between high and low pressure machines in order to facilitate the handling of peak loads on the low pressure side, the over-all thermal efficiency of the plants would be substantially increased and might be able to compete with some of the newly established plants.

Steam accumulators are used in several paper mills, but none in power plants yet.

In the Western and Kyushu districts, where thermal plants are built as main source of power, a plant of 46 kg/cm² 400° C with live steam reheater and two plants of 39 kg/cm² 418° C and 39 kg/cm² 455° C, respectively, without live steam reheater, are now under project and construction. When these plants are put into commission, they will project and no doubt contribute very useful data.

Plant Capacity and Turbine Unit Capacity

As to plant capacity, the largest one is the Amagasaki Station owned by the Nippon Electric Power Co. and having a capacity of 140000 kW. As will be seen in Table II the plants above 10000 kW represent only 8,7 % in number, but 62 % in output, the average capacity per plant being 24500 kW.

Many of the plants now under construction are of large ultimate output and a plant of 200000 kW is under project.

Table V. Capacity of turbo-generators as classified by output

Capacity / Unit Output	Turbo-generators for general and electric railway service		Turbo-generators for industrial service		Total	
	Total kW	%	Total kW	%	Total kW	%
Under 10000 kW	501375	39.82	304165	85.89	805540	49.94
10000 to 19999 kW ...	282500	22.45	30000	8.47	312500	19.37
20000 kW and over....	475000	37.73	20000	5.64	495000	30.69
Total................	1258875	100.—	354165	100.—	1613040	100.—

Remarks: Turbo-generators under 1000 kW capacity are excluded.

Table V enumerates the turbo-generators, of which the output is over 1000 kW, as classified by unit capacity. From this table, it will be noted that the turbo-generators of an output of 10000 kW and over represent 60 % of the total capacity in the case of general service but only 14 % in the case of industrial service.

At present, the largest machine installed has a capacity of 40000 kW and the majority of large plants now under construction or under

project adopt turbo-generators of 20000 kW or over. Tokyo Electric Light Co. are considering 50000 kW units.

Table VI. Types of turbines used in power plants

Type	Turbines for general and electric railway service				Turbines for industrial service			
	Under 10000 kW		Over 10000 kW		Under 10000 kW		Over 10000 kW	
	Total kW	No.	Total kW	No.	Total kW	No.	Total kW	No.
Impulse turbine	241440	97	482500	24	134425	71	50000	4
Pure reaction & combined imp. and react. turbine	137135	48	275000	19	121940	56	—	—
Ljungström turbine .	122800	28	—	—	47800	16	—	—
Total..............	501375	173	757500	43	304165	143	50000	4

Remarks: Turbines under 1000 kW capacity are excluded.

Table VI shows the capacity and number of turbines classified according to type. As is seen in the table, the impulse type such as the Curtis, Rateau, Zoelly turbine is the greatest in number, being 55% of the total machine capacity, while the pure reaction and combined impulse and reaction types represent 34% and the Ljungström or radial flow type 11%.

In 1918, Mitsubishi Ship Building Co. installed a Stal Turbine of 1000 kW in their own works, which was the first machine of this type installed in this country, then followed by three units of 4200 kW in Hanshin Electric Railway Company's power station in 1921. The high efficiency, easy operation, and few troubles of this type accomplished unexpected good results. And, since Mitsubishi Ship Building Co. acquired the license and commenced the manufacture of this type, the price has been reduced gradually with the result that this type of machine has been adopted by a number of plants of medium capacity recently built, and new machines under 10000 kW predominate.

In general, the thermal power plants in our country must operate at severely fluctuating load and are operated in some cases at an uneconomical load condition for a long period. Therefore, for the plants under such load condition, it is desirable to adopt such machines as would have the least possible efficiency drop for partial load, i. e. a flat thermal efficiency curve. Besides this, the turbines will have to be started easily and quickly when trouble occurs in the water system or in the thermal system or in both. Therefore, such type of turbine as would fulfil these conditions best, should be adopted.

In our country, most of large steam power plants are erected on the coast in view of the convenience of coal transportation. The temperature of sea water rises to about 30° C in summer, for which reason great care has to be taken in the design of the condenser, oil cooler, etc.

Steam Generating Equipments

Boilers for electric power generation, classified according to types, are shown in Table VII. As is seen in this Table, B. & W. type is used

Table VII. Type of Boilers used in Power Plants

Type	Boilers for general and electric railway service				Boilers for industrial service			
	Heating surface of boilers		Number of boilers		Heating surface of boilers		Number of boilers	
	m²	%	No.	%	m²	%	No.	%
B. & W.	269 701	78.89	495	74.90	107 300	60.10	275	61.05
Garbe	29 675	8.68	82	12.40	12 956	7.26	33	7.40
Heine	25 971	7.59	55	8.32	4 952	2.78	16	3.59
Edgemoor	—	—	—	—	22 867	12.81	29	6.50
Others	16 561	4.84	29	4.38	20 444	17.05	93	20.86
Total..........	341 908	100.—	661	100.—	178 519	100.—	446	100.—

Remarks: Excluding boilers in plants under 1000 kW capacity.

in majority of number, representing 79% of the aggregate heating surface. In the recent large power stations, its C.T.M. type is mostly used. This is probably on account of the fact that this type is predominant in the construction of combustion chamber and expedient to meet the overload.

Edgemoor type which represents 13% on the side of industrial plants, is used only in the plants which utilize the exhaust hot gas from rotary kilns at the cement factory.

The largest heating surface area of boiler yet built is 1730 sq. m. in Nagoya Station of Toho Electric Power Co. and in Tsurumi Station of Tokyo Electric Light Co., and boilers recently completed or being constructed are mostly of heating surfaces ranging between 1000 and 1700 sq. m.

Economizers are equipped in almost all existing power plants, but there are no power plants, as yet, where air preheaters are used. However, in some of the plants now being constructed, particularly in the plants which adopt pulverized firing system, both economizer and air preheater of fairly large capacity are to be equipped.

Table VIII gives the varieties of stokers and relative size of heating surface of boilers. As is shown in the Table, owing to the easy burning of coal in this country and simple handling, natural draft chain grate type of stokers take up 54% of the total heating surface on the side of general service and compartment type forced draft chain or travelling grate stokers represent about 25%.

It is specially noteworthy that since the Toho Electric Power Co. adopted the compartment chain-grate type stoker in 1924, the number of this type has been remarkably increased in these several years and are widely used in plants of medium capacity at present.

The method of pulverized coal firing was first introduced in Japan in 1921, when Nitto Ice Manufacturing Co. started the operation with "Hirotani" type pulverizer in conjunction with B. & W. boilers. At the end of 1923, Nippon Electric Power Co. adopted "Lopulco" type of pulverizer for 4 boilers out of 8, of which the heating surface is

Table VIII. Type of Stokers used in Power Plants

Type	Stokers for general and Electric Railway Service		Stokers for Industrial Service	
	Per cent of Boiler H. S.	Per cent of Boiler No.	Per cent of Boiler H. S.	Per cent of Boiler No.
Simple Chain Grate type	53.91	61.10	58.45	65.60
Forced draft Compartment Chain & Travelling Grate type.........	25.14	22.34	7.22	7.66
Under feed type	15.19	10.18	3.88	3.29
Pulverized Coal firing	4.47	4.26	1.11	1.09
Waste Gas from Cement Kiln ...	—	—	22.66	12.28
Hand Stoking & Others	1.29	2.12	6.48	10.08
Total	100.—	100.—	100.—	100.—

Remarks: Stokers in this table do not include those for plants under 1000 kW capacity.

1000 sq. m. and fitted with "Riley" type underfeed stoker to the remaining 4 boilers in its Amagasaki Station and in 1927, another 4 boilers out of 8 newly added, whose heating surface is 1250 sq. m., were equipped with the same type of pulverizers and the remaining 4 with compartment chain grate stokers, in the same station, and as the result of an extensive test carried out for these three methods of firing, the pulverized firing proved to be most suitable for the load condition of the station and for the fuel coal used. In addition to this, by the introduction of water walls provided inside the combustion chamber, handling of fusing ash has become easy, and the improvement of turbulent burner made it possible to reduce the capacity of combustion chamber. Since the appearance of unit type direct firing method, difficulties of dryer and danger of natural firing have been removed and the aforenamed company have determined to adopt the unit type pulverized firing system for all boilers in their Tokyo Station.

In Tokyo Station owned by the Railway Department, 4 boilers out of 8 are equipped with pulverized firing device of central system and the remaining 4 with compartment type travelling grate stokers.

Boilers fitted with pulverized coal firing system now in use take up only 5% of the aggregate heating surface of all boilers, but those now under construction with this type are well over 160000 kW in the capacity. Many installations with this system now under construction are illustrated in Table IX.

Pulverized coal firing system is considered to be adopted more and more in the future.

The population of Japan is dense, therefore, special caution must be observed on the question of flue ash from the chimney, and it is to be hoped that more reliable and economical smoke abaters will be invented.

In high rating boilers fitted with pulverizers or underfeed stokers, furnaces with water cooling system are being adopted in order to prevent clinkering of ash of low melting temperature in Japan too. The majority of furnaces of large boilers now under construction are fitted with "Bailey" block.

Table IX. Plants Applying Pulverized Coal Firing System under Construction

Name of Owner	Name of Station	Present Station Capacity	Boiler Type	Boiler H. S. sq. m.	Boiler No.	Water Screen Cooling Surface sq. m.	Economizer H. S. sq. m.	Air pre-heater H.S.sq.m.	Firing System
Imperial Government Railway	Tokyo Steam Power Station	50000	Stirling	1162.5	4	133	1260	1269	Fuller
Nippon Electric Power Co.	Tokyo Station	35000	B. & W. C. T. M.	1437	3	279	1162.5	3255	Fuller
Kyushu Electric Railway Co.	Kokura No. I Station	50000	B. &. W. C. T. M.	1686	4	?	?	?	Fuller
Sanyo-chuo Hydro-electric Co.	Shikama No. III Station.		B. &. W. C. T. M.	1135	4	159	459	2329	Fuller
		35000	Mitsubishi Garbe	1351	2	130	480	1500	International Combustion Eng. Corp.

As regards the utilization of waste heat, exhaust gas from cement kiln is mostly utilised. Since Onoda Portland Cement Co. tried this process in connection with "Wicks" vertical boilers in 1919, this method of utilization has been remarkably increased, particularly in conjunction with Edgemoor or B. & W. boiler. Electric power amounting to 67300 kW is being generated by means of this waste heat and the total heating surface of 56 boilers for this purpose amounts to as much as 41000 sq. m.

Volcanos are scattered everywhere, and there are a number of hot springs in our country. But the utilization of earth heat is yet in a stage of investigation and experiment. Although since about 10 years ago, various experiments have been carried out by Tokyo Electric Light Co. in Beppu, one of the most famous hot springs, it has not yet reached so far as to enterprize the utilization of earth heat commercially on a large scale. This has, however, a promising future.

Internal Combustion Engine Plants

The total output of internal combustion engine plants now existing amounts to 42000 kW, as explained previously and the majority of them are of small capacity of about 50 kW and the total output of those of which the capacity is more than 100 kW amounts to only 19600 kW.

In accordance with the recent development of Diesel engines, many small plants applying this type of prime mover of 100 to 500 kW are projected in the remote places to which power transmission is difficult and the aggregated capacity thereof reaches as much as 5560 kW to date.

Internal combustion engine plants have a tendency to be established as reserves for water power system either independently or combined with steam plants. A certain plant of 1000 kW Diesel engine combined with 4000 kW turbo-generator shows unexpectedly good results.

In future, a number of Diesel engine plants are expected to be built.

Utilization of the Large Turbo-generator as Synchronous Condenser of the Transmission Line

Most of our thermal power plants stand idle during the high water season, and they are mostly linked with long transmission lines. Therefore, should it be possible for the generators in these stations to be operated as synchronous condensers, there would be a marked gain, for such arrangement means that the invested funds are used for double useful purposes. Tokyo Electric Light Co. has achieved this purpose in their Senju Plants, where 3 turbo-generators each of 25000 kVA are installed, of which the generators are so arranged as to easily be disconnected from the turbines by means of a special coupling and driven by the separate motor-generator prepared as the starting device to synchronous speed, thus making it easy to synchronize with water power system. Such enterprise is exceedingly desirable for stand-by plants.

Conclusion

As has been described, the thermal power plants in this country at present and for a certain lenghth of time to come are to be used, with

very few exceptions, in parallel with water power. In other words, they are to be considered as supplementary organs in order to utilize water power effectively.

It appears necessary at present that, in order to increase the utilization of river flow, sufficient regulating ponds or seasonal reservoirs, should be provided and large supplementary thermal plants should be installed, taking into consideration the construction cost of thermal and water power plants, coal price, etc.

Should it be possible to use the water power plants as base load plants, letting thermal power plants take care of peak loads at the time of plentiful water, while the thermal power plants be used for base load, letting water power plants take load fluctuation at the time of low water, this would be an effective method to improve not only the utilization of water power, but also the utility factor of the thermal power plants.

Almost all the thermal power plants now existing in our country are of low utility factor, except only those which are built for special conditions giving a high utility factor. Therefore, it must firstly be taken into consideration that the construction cost be the lowest possible. Furthermore, in order to raise the operating efficiency, it is necessary that, by means of perfect interconnection between steam and water systems, the load is shared by each system at the most economical ratio.

Zusammenfassung

Die meisten japanischen Dampfkraftwerke werden heute zur Ergänzung der hydroelektrischen Kraftstationen während der Zeit des tiefen Wasserstandes betrieben, ferner als Reserve zur Aushilfe bei Betriebsstörungen im Leitungsnetz.

Nur im westlichen Teil des Landes, der keine erheblichen Wasserkräfte aufweist und wo hin und wieder Kohlenlager vorkommen, ist die Dampfkraft die Hauptquelle des elektrischen Stromes, und eine Anzahl Dampfkraftwerke arbeiten ohne Unterbrechung.

Nach Statistiken aus 1927 beträgt die Gesamterzeugung durch Wasserkraftwerke 2111000 kW, durch Dampfkraftwerke 1315000 kW, durch Öl- und Gaskraftwerke 42000 kW. $77^1/_2$% der von diesen drei Kategorien erzeugten Kraft wird dem Allgemeinverbrauch und elektrischen Betrieben zugeführt. Der durchschnittliche Gebrauchsfaktor aller Dampfkraftwerke in Japan ist sehr niedrig, ca. 15% entfallen auf Dampfkraftanlagen und 11% auf Öl- und Gasanlagen. Es bestehen zur Zeit nur drei Anlagen, deren Gebrauchsfaktor 40% übersteigt. Solch niedriger Benutzungsgrad erfordert auf der einen Seite möglichst niedrige Einrichtungskosten, und auf der anderen Seite genügend hohe Dampferzeugungsfähigkeit. Vor allem müssen auch die verhältnismäßig hohen Feuerungskosten in Betracht gezogen werden.

Der höchste Druck und die höchste Temperatur sind zur Zeit 26 kg/cm² Dampfdruckmesser und 400° C, jedoch werden in den westlichen Distrikten jetzt Anlagen gebaut für 46 kg und 400° C bzw. 39 kg und 418° C. Trotzdem überwiegen die Anlagen mit einem Druck unter 21 kg.

Seit einiger Zeit ist die Aufmerksamkeit auf Kohlenstaubfeuerung gerichtet. Zwar kommt sie vorerst bei ca. 5% der gesamten Kesselheizungsfläche zur Anwendung, jedoch werden bereits 160000 kW an Anlagen für Kohlenstaubfeuerung gebaut.

In 1927 betrug der durchschnittliche jährliche Wärmeverbrauch von 24 Dampfkraftwerken ca. 6900 kcal/kWh, in einigen modernen Werken sogar nur 4500 kcal und weniger. Der hohe Wärmeverbrauch ist auf den niedrigen Belastungsfaktor und die ungenügende Ausnutzung der Anlagen, auf Außerbetriebsetzung einiger Anlagen und auf die schlechte Beschaffenheit des Feuerungsmaterials zurückzuführen.

Die gleichzeitige Verwertung von Turbogeneratoren als Synchronmaschinen für Blindlast für die Fernleitungen ist von besonderem Interesse. Drei Maschinen, jede zu 25000 kVA, sind in dieser Weise in Tokio in Betrieb.

Größere Ausnutzung der natürlichen Wasserkräfte (der Flüsse) ist in Kürze zu erwarten, was eine Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Dampfkraftwerke, d. h. also auch ihres Gebrauchsfaktors, bedeutet.

Canada

Generation, Transmission and Distribution of Electricity in Canada

Current Practice in the Design and Operation of Electrical Generation, Transmission and Distribution Systems in Canada

Canadian Management Committee

J. C. Smith and Prof. C. V. Christie

Introduction

The paper will describe current practice in the design and operation of electrical generation, transmission and distribution systems in Canada.

The authors presented a general paper on this subject at the World Power Conference in London in 1924 and with that paper as a background the changes and developments since that date will be discussed.

In the period under review, 1924 to 1929, the development of electric power in Canada has been very rapid and the installed h.p. per 1000 population for the whole of Canada is now over 580, while in the provinces of Quebec and British Columbia, the two provinces which definitely favour private ownership, the installed capacity is approximately one h.p. per capita.

Available and Developed Water Power in Canada
October 1st, 1929

Province	Available 24-hr power at 80% efficiency based on ordinary 6 months flow h.p.	Turbine Installation h.p.	Population June 1, 1929	Total Installation per 1000 population
British Columbia	5103500	560042	591000	948
Alberta	1049500	70532	646000	109
Saskatchewan	1082000	35	866700	—
Manitoba	5344500	311925	663200	470
Ontario	6940000	1939675	3271800	599
Quebec	13064000	2572418	2690400	956
New Brunswick......	169100	112131	419300	267
Nova Scotia.........	128300	108406	550400	197
Prince Edward Island	5300	2439	86100	28
Yukon & Northwest Territories.........	731000	13199	12400	1063
Canada	33617200	5710802	9796800	583

The table shows approximately the water power resources of the various provinces of Canada as estimated at the beginning of the year 1930.

The figures in this table have been taken from the records of the Department of the Interior.

The construction of storage dams and reservoirs above the power developments has made it economical to develop many rivers beyond the capacity estimated under ordinary six months flow and conditions will tend to improve in this respect. The total of 33 617 200 h.p. is very conservative as an estimate of the total resources of Canada and when the numerous large and at present almost unknown rapids and falls are surveyed and the necessary storage reservoirs are constructed this total may well be doubled.

The installation for the whole of Canada averages 583 h.p. per 1000 population, Quebec leads the other provinces with 956 h.p. per 1000, British Columbia is second with 948, Ontario is third with 599 and Manitoba is fourth with 470 h.p. per 1000. Nova Scotia has developed 85% of the recorded power available while Quebec has developed only 20% of h.p.

The installed turbine capacity in Canadian hydroelectric generating stations in November 1924 was 3900000 h.p. while in 1929 five years later it was 5700000 representing an average increase of 360000 h.p. per year. This average rate of installation will probably be increased in the next five year period and plants now under construction or definitely projected will bring the total installation in 1934 above 7500000 h.p.

That steam plants play a relatively unimportant part in the supply of electricity throughout Canada in general may be seen from the fact that their combined capacity is less than five percent of the capacity of the hydroelectric plants and they supply less than $1^1/_2$% of the kWh consumed in the country.

Capital Invested and Revenue per Horse Power

The total outstanding capital invested in water power development including transmission and distribution, from reports of the Department of Trade and Commerce is $ 1172600000 which is an average of $ 210 per h.p. installed. This amount may be subdivided as follows:

Generation	69.5%	$ 152.00	per h.p.
Transmission	16.0%	„ 35.00	„ „
Distribution	9.0%	„ 20.00	„ „
General	5.5%	„ 12.00	„ „

Generation includes investment in storage and regulating dams, power houses and sites including all equipment up to the step-up transformers.

Transmission includes investment in step-up transformer stations, transmission lines and receiving stations but does not include step-down transformers.

Distribution includes step-down transformers in receiving stations, distribution lines, substations, line transformers and meters.

General includes investments in office, buildings, stores, working capital, etc.

These figures which are obtained for the industry as a whole cannot be applied to particular properties. The figure of $ 152 per h.p. for power generation including all equipment up to the generator terminals is representative of medium capacity plants but many plants of large capacity favourably situated have been developed below $ 120 per h.p. for operation at from 60 to 70% load factor. Such development costs must not be exceeded if power is to be sold in large blocks at figures equivalent to $ 12 to $ 15 per h.p. at the generator bus bar as has been done in many instances during the last five years.

It must also be remembered that probably less than 50% of the developed h.p. is transmitted more than a very short distance and the figure of $ 35 per h.p. given above for transmission should be at least $ 70 per h.p. when applied to the power which is transmitted.

The percentage of the developed power which is distributed to small power users and for domestic purposes is probably less than 20% of the whole and the cost per h.p. of distributed power should therefore be $ 100 instead of $ 20 as given above.

The same government department gives for 1927 the average revenue per h.p. of primary power as $ 24.93 for all Canada while in Quebec it is $ 19.26 and the revenue per kWh generated as 0.72 cents for all Canada and 0.52 cents for Quebec, which has a large number of industries using large amounts of power at high load factor such as the paper mills and large chemical industries.

How far the developments of hydro-electric properties will continue and when steam-electric stations of large size will enter the field in Canada, depends on a great variety of conditions such as location of possible hydro-electric stations with respect to the load, cost of constructing the stations and the necessary transmission systems, quality of service demanded and finally on the capital cost of high efficiency steam-electric stations and on the cost of coal.

The steam electric station has already made its appearance in British Columbia where there is an abundant supply of coal and such stations will doubtless be constructed as stand-by and peak load stations in some of the large hydro-electric systems but probably not before Canada's present hydro-electric installation is doubled.

Analysis of the Cost of Power Generation and Transmission in a Typical Case

Assume that 250000 kW is to be delivered at 220000 V, 60 cycles, 90% power factor at 250 miles from the generating station.

Two single circuit transmission lines will be required and synchronous condensers will be installed in the receiving station of sufficient capacity to raise the line power factor to unity.

Receiving Station

The receiving station will cost complete about $ 4000000 or $ 16 per kW. The annual costs will be

Interest	6.0%	$ 240000
Depreciation	3.0%	„ 120000
Taxes and Insurance	1.0%	$ 40000
Contingencies	1.0%	„ 40000
Operation and Maintenance	....	„ 80000
Power losses,	5000 kW.............	„ 100000
	Total Annual Costs	$ 620000

This is equivalent to $ 2.48 per kW per year or $ 1.86 per h.p. per year.

At 80% load factor the cost is 0.352 mills per kWh and at 60% load factor is 0.472 mills per kWh.

Transmission Lines

Cost of two lines at $ 20000 per circuit mile = $ 10000000 = $ 40 per kW.

Annual Costs.

Interest	6.0%	$ 600000
Depreciation	2.0%	„ 200000
Taxes and Insurance	0.5%	„ 50000
Contingencies	0.5%	„ 50000
Operation and Maintenance $ 200 per circuit mile per year	....	„ 100000
Losses 25000 kW	....	„ 500000
	Total Annual Cost	$ 1500000

This is equivalent to $ 6 per kW per year or $ 4.50 per h.p. per year and to 0.86 mills per kWh at 80% load factor or 1.14 mills per kWh at 60% load factor.

Step-Up Transformer Station

300000 kVA at $ 6.70 per kVA = $ 2000000.

Annual Costs.

Interest	6.0%	$ 120000
Depreciation	3.0%	„ 60000
Taxes and Insurance	0.5%	„ 10000
Contingencies	0.5%	„ 10000
Operation and Maintenance	....	„ 40000
Power losses, 3000 kW	....	„ 60000
	Total Annual Costs	$ 300000

Generating Station

280000 kW at $ 160 per kW = $ 4500000.

Annual Costs.

Interest	6.0%	$ 2700000
Depreciation	1.0%	„ 450000

Taxes and Insurance	0.5%	$	225000
Contingencies	0.5%	,,	225000
Water Rentals		,,	400000
Operation and Maintenance		,,	300000
	Total Annual Cost	$	4300000

This is equivalent to $ 17.20 per kW per year delivered to the load or $ 12.90 per h.p.; 2.46 mills per kWh at 80% load factor and to 3.28 mills per kWh at 60% load factor.

	Generation	Step-up Transformer Station	Transmission 250 miles	Step-down Transformer Station	Total cost up to low voltage side of step-down transformers
Capital cost per kW delivered to load	$ 160.00	$ 8.00	$ 40.00	$ 16.00	$ 224.00
Capital cost per h.p. delivered to load	120.00	6.00	30.00	12.00	168.00
Annual cost per kW delivered to load	17.20	1.20	6.00	2.48	26.88
Annual cost per h.p. delivered to load	12.90	0.90	4.50	1.86	20.16
Cost per kWh delivered to load at 80% load factor	2.46 mills	0.17 mills	0.86 mills	0.35 mills	3.84 mills
Cost per kWh delivered to load at 60% load factor	3.28 ,,	0.27 ,,	1.14 ,,	0.47 ,,	5.12 ,,

The cost per kWh delivered to the load may be subdivided 64.25% generation, 4.35% step-up transformers, 22.40% transmission, 250 mills and 9.00% step-down transformer station.

Generation of Power

The major additions to the generating stations in the various provinces of Canada since 1924 are briefly outlined below.

British Columbia

The British Columbia Power Corporation has a series of three developments on the water-way consisting of the upper and lower Alouette Lakes, Stave Lake and the Stave River. The first development of the system, the Stave Falls Plant, has a capacity of 77500 h.p. The Alouette plant was constructed at the Stave Lake end of a tunnel discharging the waters of Alouette lake into Stave lake. It has a capacity of 12500 h.p. in one unit and is designed for full automatic operation from the Stave Falls Station. The Ruskin development below the Stave Falls Plant is at present in the early construction stage. The first 42500 h.p. unit is expected to be in operation in the autumn of 1930 and the second unit will be installed during the following year. The Stave Falls watershed will at that time be fully developed with a capacity of 175000 h.p.

The West Kootenay Power and Light Company, controlled by the Consolidated Mining and Smelting Company of Canada, in 1926 completed the installation of a 60000 h.p. plant at Lower Bonnington Falls

on the Kootenay river. A 75000 h.p. development at South Slocan on the same river was completed in 1929 and they have applied for the right to develop 80000 h.p. on the Pend d'Oreille River.

Other power companies in British Columbia are making similar additions to their generating plants to cope with the increasing demand for power. During the last ten years the developed power has been increasing at a rate in excess of 30000 h.p. per year.

Alberta

In Alberta a site is now being developed on the Bow River which will have an ultimate capacity of 36000 h.p.

Saskatchewan

In Saskatchewan the population is concentrated in the prairie district where no water power sites of economic value exist and this has delayed the development of hydro-electric power in this province.

The Churchill River Power Company has started work on a development at Island Falls on the Churchill River to provide power for mining developments. The ultimate capacity of this plant will be 84000 h.p. of which 42000 h.p. will be installed in 1930.

Manitoba

The development of power in Manitoba is proceeding at a rapid rate.

The municipal plant of the City of Winnipeg at Pointe du Bois Falls on the Winnipeg river reached its ultimate capacity of 105000 h.p. in 1926 and the city then purchased power from the Winnipeg Electric Company. The city has now started work on a development at Slave Falls on the Winnipeg river which will have an ultimate capacity of 100000 h.p. in eight units.

The Winnipeg Electric Company through its subsidiary company the Manitoba Power Company has constructed at Great Falls on the Winnipeg river a plant of 168000 h.p. capacity in 6 units of 28000 h.p. each. This plant was completed in 1928 and work has already started on a plant at Seven Sisters Falls on the Winnipeg river, designed for six units of 37500 h.p. each. It is expected that three of these units will be installed in 1930.

Ontario

The Hydro-Electric Power Commission of Ontario operates 25 hydro-electric stations with a combined turbine capacity of about 1100000 h.p. This load is growing rapidly but they are to a large extent meeting the growth by purchasing power from privately owned companies in the province of Quebec. The most important generating station owned by the Commission is the Queenston station on the Niagara river which has an installed turbine capacity of 502000 h.p. in nine units. The turbines are vertical, single runner, Francis type, rated at 58000 h.p. at $187^1/_2$ r.p.m. The generators are 25 cycle, 12000 V, 54000 kVA and are at present the largest capacity machines in Canada. A tenth unit of 58000 h.p. is now being installed.

The Commission in 1926 entered into a contract with the Gatineau Power Company to purchase 260000 h.p. of 25 cycle power from the generating stations on the Gatineau river and later entered into a second contract with the same company for the supply of up to 100000 h.p. at 60 cycles for the Eastern Ontario system.

In the fall of 1929 the Commission contracted to buy 250000 h.p. of 25 cycle power from the Beauharnois Light Heat & Power Company at Beauharnois, Quebec. This power will be transmitted over 300 miles into the Niagara system.

Of the developed power in Ontario about two thirds is controlled by the Commission and one third located mainly in the newer portions of the province is owned by private companies.

Quebec

In the province of Quebec new hydro-electric power developments are being made at a rate exceeding 250000 h.p. per year and this rate will be increased during the next five years. The greater part of this power is required by industries in the province of Quebec but a very considerable amount will be delivered to the Hydro-electric Power Commission of Ontario to take care of the growth of their load.

The major additions to the generating stations in Quebec since 1924 are briefly described below.

The Duke-Price Power Company

First may be mentioned the great plant of the Duke-Price Power Company at Ile Maligne on the Saguenay River.

The Saguenay, one of the great tributaries of the St. Lawrence, flows out of Lake St. John by two channels, the Grand Discharge and the Little Discharge. These two channels unite at a point nine miles below the lake outlet and thirteen miles further down stream the river reaches tidewater at Chicoutimi.

Lake St. John is located about 100 miles north of the city of Quebec. Its normal water level is 310 feet above mean sea level and the drainage area of the lake is estimated to be 30000 square miles. The Duke-Price Power Company by a grant of the Provincial Government is permitted to use the storage capacity of Lake St. John between ordinary low water and ordinary high water, a range of 17.5 feet giving a storage capacity of 187.1 billion cubic feet.

The power development at Ile Maligne has at present a capacity of 495000 h.p. in eleven units of 45000 h.p. each and a twelfth unit will later be installed bringing the capacity up to 540000 h.p.

The head available ranges from 100 to 120 feet.

The turbines are $166^{1}/_{2}$ inch, vertical shaft, single runner, Francis type units operating at 112.5 r.p.m.

The generators have a full load rating of 30000 kVA or 24000 kW at 80% power factor, 13200 V, three phase, 60 cycles, 112.5 r.p.m. with a temperature rise not exceeding 55 deg. cent. but each generator will carry 35000 kVA continuously at normal voltage and 80% power factor with a temperature rise not exceeding 70 deg. cent.

Between Ile Maligne and Chicoutimi the Saguenay has a fall of about 210 feet at Chute-a-Caron. The necessary rights to develop power in this section are held by the Alcoa Power Company a subsidiary of the Aluminium Company of America and construction work is well advanced on the site. The turbine capacity which can economically be installed is estimated to be 1030000 but it was found that the best economy in construction would be obtained by diverting part of the available water and building a temporary power plant developing 260000 h.p. at a head of 150 feet in four units of 65000 h.p. each. Construction of this plant will be completed in July 1930. The construction equipment and organization will then be used to carry out the final step which will give a combined capacity of 1030000 h.p. The first plant will be kept in operating condition and will be utilized when the river flow conditions warrant it.

The Shawinigan Water & Power Company

The St. Maurice River is the largest source of power in the province of Quebec at the present time, with a developed capacity of 650000 turbine horse power of which 580000 h.p. is controlled by the Shawinigan Water & Power Company.

The St. Maurice river drains an area of approximately 16200 square miles which consists entirely of forest cover and lakes. About 4800 square miles of this area is above the storage reservoirs which have been constructed on the upper reaches of the river.

The main storage reservoir is the Gouin Dam which has formed a lake about 300 square miles in area and stores all the spring run-off from an area of 3650 square miles. The reservoir is capable of storing 180×10^9 cubic feet and through its construction the regulated flow of the St. Maurice River has been increased from 6000 cubic feet per second to 16000 cubic feet per second. Other storage reservoirs now under construction on tributaries to the St. Maurice will eventually increase the regulated flow at Shawinigan Falls to 19000 cubic feet per second.

During 1928 and 1929 two 43000 h.p. units were installed in the power house at Shawinigan Falls. The turbines are vertical units operating at 138,5 r.p.m. under an average head of 150 feet. The generators are three phase, 60 cycle, 11000 V machines of 40000 kVA capacity. An additional machine of 30000 h.p. capacity will be installed in 1930 in each of the two remaining plants on the river.

The Shawinigan Water & Power Company has been granted the right to develop the rapids and falls on the upper part of the St. Maurice River and it is estimated that over 1200000 h.p. can be developed in this area. Work has already commenced on the first of these developments and a 220000 V transmission line is being constructed to carry the power into the Shawinigan network.

The Shawinigan Company has also purchsead 100000 h.p. from the Duke-Prince Power Company at Ile Maligne for the supply of industries in the Quebec district..

The Gatineau Power Company

The Gatineau River enters the Ottawa River two miles below the city of Ottawa. Its drainage area is about 9600 square miles. It is subject to great fluctuations in volume decreasing at times in the summer months to 2500 cubic feet per second.

To improve the regulation of the river the Mercier Storage Dam was built about 100 miles above Ottawa. It has created a lake with an area of over 100 square miles capable of impounding 95×10^9 cubic feet of water for use during the low flow season. It is estimated that this reservoir in conjunction with other smaller reservoirs on the watershed will enable a regulated flow of 10000 to 11000 cubic feet per second to be obtained. The reservoir above the Mercier Dam is the third largest artificial storage reservoir in the world.

The Gatineau Power Company a subsidiary of the International Paper Company has developed three sites on the Gatineau River in the Province of Quebec.

The first at Farmers Rapids $4^1/_2$ miles from the mouth of the river where a head of 66 feet is available.

Three, vertical 162-inch, single-runner, Francis turbines 24000 h.p. each are at present installed giving a capacity of 72000 h.p. The ultimate capacity is 120000 h.p. in five units.

Two of the generators are three phase, 60 cycles, 6600 V, 90 r.p.m. 25000 kVA and the third is 25 cycle, 6600 V, 90 r.p.m. 22500 kVA.

The Chelsea Station is $1^1/_2$ miles above the Farmers Station and operates under an average head of 96 feet.

Three vertical 162-inch single runner, Francis turbines 34000 h.p. each are at present installed giving a capacity of 102000 h.p. The ultimate capacity is five units developing a total of 170000 h.p.

Two of the generators are 60 cycle, 6600 V, 100 r.p.m. 36000 kVA and the third is 35 cycle, 6600 V, 100 r.p.m. 32000 kVA.

The Paugan Station is 26 miles above the Chelsea Station. It operates under an average head of 130 feet. The power house is designed for eight 35000 h.p. units of which six are installed. The plant may ultimately be extended to contain sixteen similar units. The present installed capacity is 204000 h.p. and the ultimate capacity will be 544000 h.p.

The turbines are vertical $140^1/_2$ inch, single runner, Francis type rated at 34000 h.p. at 125 r.p.m.; the generators are 3 phase, 25 cycle, 6600 V, 125 r.p.m. 28500 kVA.

These three plants have a present installed capacity of 378000 h.p. and an ultimate capacity of 834000 h.p.

Of the power developed on the Gatineau River 260000 h.p. at 25 cycles has been sold to the Hydro-Electric Power Commission of Ontario for their Niagara System and up to 100000 h.p. at 60 cycles is reserved for the Commission to supply its contracts in the eastern part of Ontario.

The 25 cycle power is delivered at 220000 V at the interprovincial boundary and is transmitted to Toronto, a distance of 230 miles over the first 220 kV lines to be constructed in Canada.

The Gatineau Power Company has also during the last year added a second 25000 h.p. unit to the 60 cycle generating station at Bryson on the Ottawa River.

The Montreal Island Power Company

An interesting plant which is now rapidly approaching completion is that of the Montreal Island Power Company on Riviere des Prairies eight miles from the centre of Montreal. The operating head varies during the year from 18 to 26 feet and propellor type turbines are being installed with vanes that may moved by mechanical means. A shut down of about five minutes is required to adjust the blades. Two units rated at 9000 to 10000 h.p. are now in operation and four more will be installed to complete the initial stage of this development. The generators are 60 cycle, 12000 V, 10000 kVA, 85.5 r.p.m. units designed to operate as low as 75% power factor.

The James MacLaren Company

At High Falls on the Lievre River, a tributary of the Ottawa River, the James MacLaren Company is completting a 60 cycle power development with an initial capacity of 90000 h.p. in three units and an ultimate capacity of 120000 h.p. The head available is 180 feet.

The complete project includes a storage reservoir with a capacity of 25000000000 cubic feet at Cedars Rapids and a 250 ton pulp and paper mill near the town of Buckingham.

The Beauharnois Light Heat and Power Company

The Beauharnois Light Heat and Power Company have been granted the right to divert 40000 cubic feet per second from Lake St. Francis on the St. Lawrence River and to return it lower down at Lake St. Louis. They will develop 500000 h.p., half at 25 cycles to be delivered to the Hydro-electric Power Commission of Ontario and the remainder at 60 cycles, for the supply of industries in and around the city of Montreal.

Two million h.p. can be developed in this stretch of the St. Lawrence River.

The Maritime Provinces

In the Maritime Provinces, New Brunswick, Nova Scotia and Prince Edward Island, while the total water power resources are limited, a number of important developments have been made.

The Grand Falls Development

The Grand Falls Development on the St. John River in New Brunswick is the largest development in the Maritime Provinces.

The station is designed for an ultimate capacity of 80000 h.p., but at present three units only with a total capacity of 60000 h.p. are installed. The operating head is 125 feet.

The generators are three phase, 60 cycles, 6600 V, 163.6 r.p.m. 17500 kVA.

Mersey River System

Three developments have been made on the Mersey River in Nova Scotia and combined into one system of 20000 h.p. to supply power to a paper mill.

At Upper Lake Falls the head varies from 42 ft. to 22 ft. depending on the level in the storage pond. Two 2350 h.p. turbines are installed. They are of the propellor type and the blades are adjustable by hand for changes of head. The two generators are 3000 kVA, 60 cycles, 6600 V, and the plant is arranged for automatic control from the main station.

At Lower Lake Falls a constant head of 49 feet is available and two 5300 h.p. turbines and two 4100 kVA, 60 cycle, 6600 V generators are installed, equipped for automatic operation.

At Big Falls, two 6350 h.p., Francis type, turbines are installed and two 5000 kVA 60 cycle, 6600 V, generators. The power from the three plants is brought to the bus bars in this station.

Design Tendencies

There has been no increase in the maximum size of hydro-electric generators during the last five years and the 54000 kVA 25 cycle units in the Queenston plant in Ontario are the largest capacity units in Canada. These will however soon be surpassed by the 65000 kVA 60 cycle units of the Alcoa Power Company at Chûte-a-Caron on the Saguenay.

In the electrical design of generators considerations of stability have had an important effect on design. In the case of generators installed in power houses located at considerable distances from the load centres and where therefore long transmission lines are required, the generator reactance should be kept as low as economy will allow and the short-circuit ratio should be kept high or else the generator should be provided with quick response excitation. On the other hand when the power house is situated close to th load the reactance may be kept high and the short circuit ratio low resulting in a less expensive machine with lower fault currents.

There is a general tendency in the later developments towards a generator voltage of 13000 V instead of 6600 V.

Slight reductions in losses have been obtained by the use of better iron, transposition of armature windings and by improvements in the ventilating systems.

In synchronous condensers there has been a tendency towards higher speeds which has resulted in a reduction in both losses and costs.

The principal improvements in mechanical design have resulted from the general use of fabricated construction in both the stator and rotor. This development has made possible some reduction in weight and a great reduction in pattern costs and has removed very serious limitations to economic generator design and construction.

Transmission of Power

Transmission of electric power in Canada has not undergone any radical change during the last five years. In 1925 the highest transmission voltage in Canada was 132 kV, while to day one double circuit 165 kV line has been in service for three years and one 220 kV has been in service for over a year. Two other 220 kV lines are under construction and many more will be built during the next three years.

Transmission at 220 kV may now be considered standard practice where large blocks of power are to be transmitted over great distances of 150 to 300 miles. Loads up to 125000 kW per circuit can be handled efficiently at this voltage and it is doubtful if more than this amount of power should be carried normally over a single circuit.

When it is necessary to bring power over longer distances as for instance, from the rivers flowing into James Bay or Hudson Bay where transmission distances may be as great as 500 miles, it is probable that 330 kV will be used and no serious difficulty is anticipated.

Where distances of transmission over 300 miles are under consideration the principle of constant voltage transmission will probably be applied, that is, the voltage at both ends of the line will be maintained constant and of the same value. Synchronus condensers will be required not only in the receiving station but also at one or more points along the line to regulate the voltage.

The greatest distance to which power has been transmitted in Canada is 230 miles from Paugan Falls to Toronto to supply the 25 cycle system of the Hydro-electric Power Commission of Ontario.

Within three years the Commission will have one or two 220 kV lines over 300 miles in lenght carrying power from the new development of the Beauharnois Light Heat & Power Company on the St. Lawrence river to Toronto.

The transmission of power over long distances is somewhat easier at 25 cycles than at 60 cycles because of the lower line reactance and the smaller charging current but the cost of the line and the efficiency of transmission are not changed.

Although double circuit towers have been employed on many important transmission lines, there is a decided tendency to construct new lines with single-circuit towers with horizontal spacing of conductors to reduce the lightning hazard. This type of construction has been used on a number of important 60 kV lines.

For tower foundations either the concrete block of the structural steel grillage type of footing may be used and both appear to be satisfactory.

Aluminium cable with steel reinforcing is used as the conductor material for almost all transmission lines in Canada. For 220 kV lines a 795000 circuit mil cable is used with an outside diameter of 1,093 in., while conductors up to 1590000 circuit mils have been installed to supply large electric steam generator loads delivered at generator voltage.

Two transmission lines of outstanding importance are briefly described below, the Quebec-Ile Maligne line and the Toronto-Paugan Falls line.

The Quebec-Ile Maligne transmission line of The Shawinigan Water & Power Company connects the industrial area around the city of Quebec with the great hydro-electric power reservoir of the Saguenay valley and the lake St. John District where over two million h.p. can be economically developed.

The line is 135 miles in length and crosses a country covered with virgin forest without inhabitants or roads. The maximum elevation reached was 2900 feet.

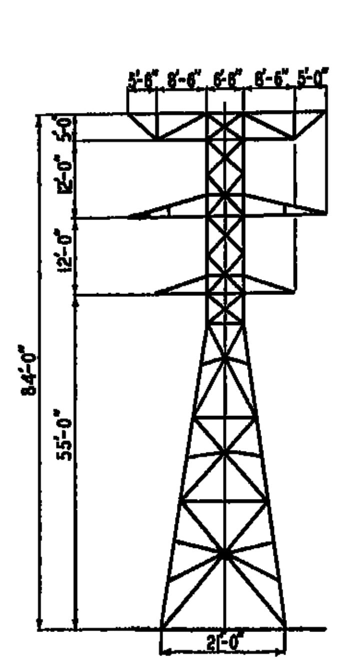


Fig. 1. Standard Light Tower Quebec-Ile Maligne 165 kV Line.

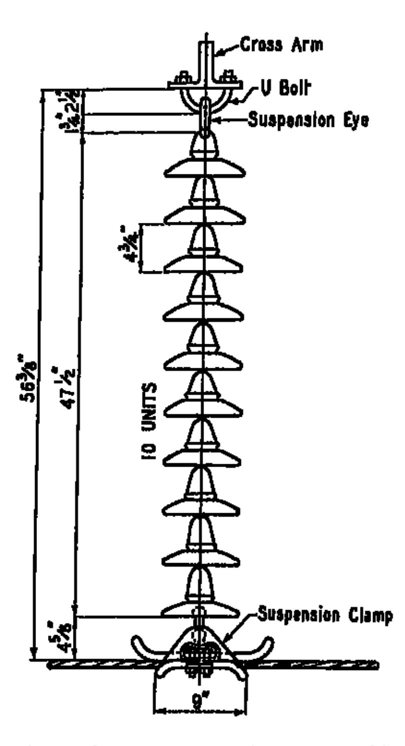


Fig. 2. Suspension Insulator Assembly Quebec-Ile Maligne 165 kV Line.

The distance was not great enough to require 220 kV and the importance of the service made it imperative to install two circuits.

A delivery voltage of 165 kV was adopted and a sending voltage of 180 kV and provision was made in the transformers to vary these voltages by ten percent.

The line was required to carry 100000 h.p. of 60 cycle power and it was necessary that one circuit should be capable of carrying the total load in case of failure of the other circuit.

A synchronous condenser designed to supply 30000 kVA either lead or lag has been installed in the terminal station at Quebec to control the voltage.

Fig. 1 shows the tower dimensions and Fig. 2 the suspension insulator assembly for this line. Further details of the line are given in Table 1.

The Toronto-Paugan Falls Line

The Toronto-Paugan Falls Line of the Hydro-Electric Power Commission of Ontario is the first of a series of lines designed to carry up to one million h.p. of 25 cycle power from plants near the western borders of the province of Quebec into the industrial area surrounding the city of

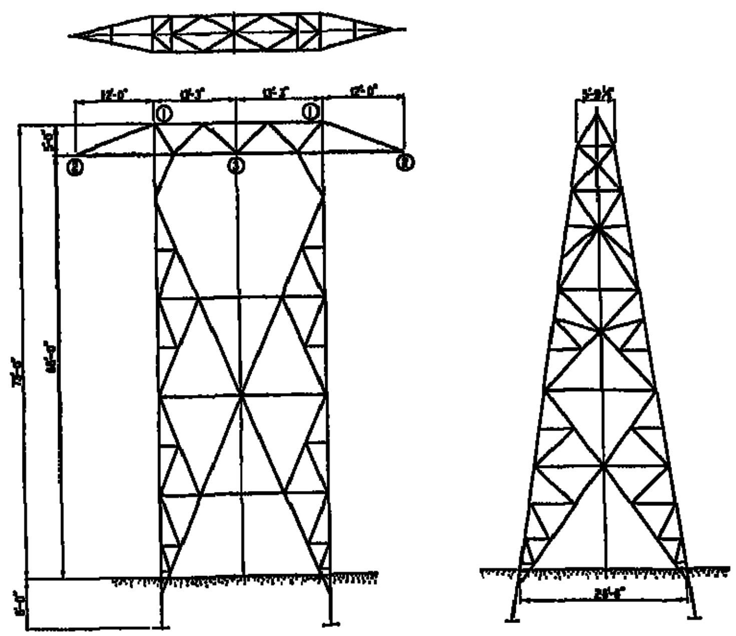


Fig. 3. Standard Light Tower Toronto-Paugan Falls 220 kV Line.

Toronto. It was designed to carry 125000 h.p. on one circuit over a distance of 230 miles and was the first 220 kV line to be constructed in Canada. The first of the two single circuit lines was put into service in 1928 and the second line is rapidly approaching completion. The conductor used was 795000 circuit mils aluminium cable with steel reinforcing and the conductors were strung on a horizontal plane with a separation of 25.25 ft. Two ground wires were installed on each circuit.

The tower foundations are of the steel grillage type. Two 25000 kVA synchronous condensers have been installed in the Leaside receiving station at to Toronto regulate the voltage of these lines. In Fig. 3 is shown the outline drawing of the standard light tower and in Fig. 4 the suspension insulator assembly.

Some details of the line are shown in Table 1.

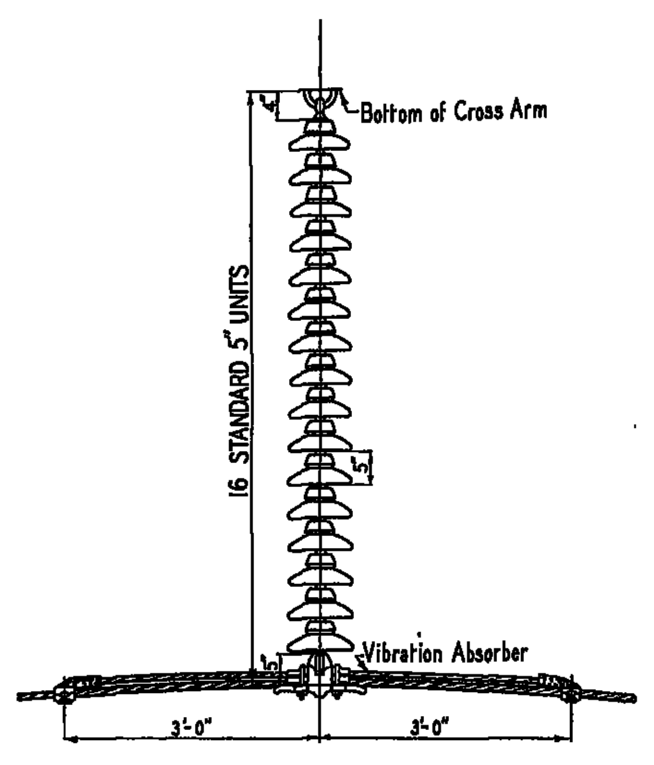


Fig. 4. Suspension Insulator Assembly Toronto-Paugan Falls 220 kV Line.

Table I. Comparative Characteristics of the 165 kV Double Circuit and 220 kV Single Circuit Lines

Item	Ile Maligne Line	Paugan Falls Line
Conductor	397500 circ. mils A.C.S.R. 30 strands Al., 7 strands steel	795000 circ. mils A.C.S.R., 54 strands Al., 7 strands steel
Spacing	13 ft., 13 ft., 24 ft.	25,25 ft., 25,25 ft., 50,5 ft.
Average Span	900 ft.	1100 ft.
Weight of Light Tower	10400 lb. (Two circuit)	8895 lb. (Single Circuit)
Type and weight of footing...........	Concrete block, 2 cu.yd. = 8100 lb. per leg, 8 reinforcing bars ½ in. by 5 ft.	Steel grillage 1891 lb.
Insulators	10 units suspension 4,75 in. per unit	16 to 18 units suspension 5 in. per unit
Types of Towers....	Light, semi-anchor, anchor, transposition	Light, light angle semi-anchor, anchor, transposition

The Leaside Transformer Station at Toronto

The Leaside Transformer station of the Hydro-Electric Power Commission of Ontario at Toronto was the first 220 kV substation built in

Canada. It receives power from the 220 kV, 25 cycle lines from the Paugan Falls station of the Gatineau Power Company and through two banks of three-winding transformers connects this system to the 110 kV system fed from the Queenston generating station and to the 13.2 kV local distributing system in Toronto.

The 220 kV bus and switching equipment between the incoming lines and the transformers was laid out on a basis of 12 feet minimum clearance between phases and 7 feet 6 inches minimum clearance to ground.

The insulation for the disconnecting switches and on the bus supported by post insulators consists of six 145 inch high units. For the strain bus twenty 10-inch diameter standard 5-inch suspension discs are used and for the suspension bus 18 similar units are used. Hollow conductor copper cable with I beam core is used for strain busses and for jumpers between busses. This conductor has the conductivity of 750 000 circuit mils copper cable and has an outside diameter of 1.249 in.

The 220 kV oil circuit breakers have a current rating of 800 A and a rupturing capacity of 2 500 000 kVA. They are of the outdoor type with oil filled bushings.

Although low freezing oil is used in the breakers two 1000 W immersion heaters are placed in each tank to prevent the oil from thickening due to low temperature. A 500 W heater is installed in the motor mechanism housing.

Two bushing type current transformers are mounted on each bushing for relay operation and for metering.

On test with the breaker not an load the complete opening stroke time was 0.7 second and the closing time 0.9 second. The time interval between the operation of the controller and the parting of the contacts was 0.15 second.

The 220 kV disconnection switches are of the high pressure contact type and are rated 1000 A. The 220 kV switches make the complete opening or closing operation in sixteen seconds.

Main Transformers

Two banks of transformers, each bank consisting of three 15 000 kVA single phase, 25 cycle, 118 000/65 000/13 200 V oil insulated water cooled, three-winding outdoor transformers and one spare have been installed. The banks are connected in star on the high voltage winding with the neutral point positively grounded. On the medium voltage winding they are connected in star and operated in parallel with the Commission's 110 000 V system and the neutral is grounded through a resistance. The low voltage windings are connected in delta.

Each of the three windings has a continuous rating of 15 000 kVA. The high voltage winding has a tap changer which can only be operated when the transformer is not energized. Taps are 215 kV, 205 kV, and 195 kV. No operating taps are provided on the medium voltage winding but the voltage of this winding can be changed under load by a special transformer which is connected in series to boost or buck the terminal

voltage $7^1/_2$ % in $2^1/_2$ % taps. This special transformer is energized from the low voltage winding of the main transformers.

Synchronous Condensers

Two 25000 kVA, 500 r.p.m. condensers are being installed one on each 45000 kVA bank of transformers. They are of the vertical outdoor type with the thrust bearing below the rotor and the exciters direct connected below the thrust bearing. They will be equipped with quick response excitation and automatic starting equipment with remote control. Carbon dioxide fire fighting equipment will be installed.

These machines are required to control the 13,2 V bus voltage and in conjunction with the under-load tap changers on the 110 kV systems windings of the transformers give flexibility to the distribution of the reactive kVA between the 220 and 110 kV systems besides increasing the efficiency of the system by making it possible to operate near unity power factor when desirable.

System Stability

By stability is meant the ability of rotating machines, such as generators, synchronous condensers and synchronous motors, to remain in synchronism under extreme changes in load whether caused by normal or abnormal system conditions.

This characteristic of stability has become a controlling factor in system design affecting as it does the design and application of all synchronous machinery on the system and also the choice of the operating voltage and the number and interconnection of circuits in the system.

This condition has been a gradual development brought about by the increasing importance of long distance transmission of power and the desire to obtain the maximum power capacity for a given investment in the transmission system.

The factors in generator design which particularly affect stability are transient reactance, synchronous impedance, short circuit ratio and the speed of exciter response. The moment of inertia of the generator rotor has sometimes an important influence on stability but the speed control exercised by the governors of the prime movers is too slow to affect the stability.

The percent transient reactance of a generator is defined in the Standards of the A.I.E.E. as 100 times the ratio of the voltage produced by the combined armature and field leakage fluxes to the rated voltage, on the basis of rated armature current and with the axes of the armature and field magnetomotive forces coinciding.

The percent synchronous impedance is 100 times the ratio of the field ampere turns required to produce rated armature current on sustained short circuit to the air gap ampere turns corresponding to rated voltage at no-load and at rated frequency.

The short circuit ratio is the ratio of the field ampere turns required to produce rated voltage at no-load and at rated frequency to the field

ampere turns required to produce rated armature current at sustained short circuit.

Low transient reactance is desirable from the standpoint of system stability because it causes a small instantaneous drop in voltage and change in voltage phase when system short-circuits occur.

The percent transient reactance of modern water wheel driven generators varies from 25% to 50% as shown in the following table, it is usually about 50% greater than the armature leakage reactance:

Modern Canadian Water Wheel Generators

kVA	R.p.m.	Cycles	Per cent Syn. React.	Per cent Trans. React.	S. C. Ratio	WR^2 Lb-Ft^2
50000	120	60	112	47	1.0	55000000
44000	120	60	108	40	1.08	60000000
40000	138.5	60	113.6	31.1	1.02	37000000
36000	100	60	123	51	0.965	37500000
33000	120	60	112	48	0.97	27000000
32500	138.5	60	115.2	37.4	1.04	22000000
30000	112.5	60	124	43	0.9	31000000
25000	180	60	138	50	0.82	9300000
25000	90	60	93.5	41	1.21	27000000
22500	120	60	107	40	1.04	21000000
21000	138.5	60	104.1	36	1.15	11200000
17500	163.5	60	84.2	31.9	1.5	9000000
17500	100	60	125	36.5	1.0	14000000
16500	163.5	60	109.5	41.3	1.02	5600000
15000	150	60	117	39	0.94	5940000
15000	100	60	102.4	41.6	1.05	9000000
12000	163.5	60	109.6	37.6	1.05	4400000
12000	128.5	60	113.6	50	0.99	6400000
10600	120	60	100	30	1.1	7900000
11000	128.6	60	102	34	1.06	4725000
10000	180	60	92	30	1.19	2400000
10000	85.7	60	116	43.8	1.0	9000000
54000	187.5	25	115.6	30.1	1.0	21600000
45000	187.5	25	130.1	25.1	0.91	21500000
32000	100	25	94	24	1.32	26800000
28500	125	25	91	27	1.27	26000000
22500	88.3	25	82.1	19.6	1.39	31500000
12000	125	25	107.5	31	1.08	5000000

The lower values of transient reactance are difficult to obtain in 60 cycle generators and increase the cost of the machines.

A high short-circuit ratio is obtained by making the generator field strong in comparison with the armature, this results in less armature demagnetizing effect and in a smaller decrease of flux and voltage with increase of armature current. Such a condition tends to decrease the likelihood of system instability and for this reason the purchaser frequently specifies high short-circuit ratio.

However, the condition desired to promote stability is not a minimum reduction in flux, or flux interlinkages, but no reduction in flux and this can only be obtained by a quick response voltage regulator and exci-

tation system and when these are supplied, the high short-circuit ratio becomes of less importance.

Short circuit ratios of modern Canadian generator range from 0.8 to 1.25. Where higher values are required the size and cost of the generators or synchronous condensers are increased.

When a single generator is to be used to charge a long transmission line a high short-circuit ratio is desirable to prevent excessive voltage rise. For this purpose machines with short-circuit ratios up to 2.0 have been designed.

The most effective method of improving the stability of generators and synchronous condensers is to accelerate the flux increase in the machine by improving the excitation and voltage regulating system. Rapid flux control has been assisted by improvements in the design of exciters, laminated stator frames are used to reduce the retarding effects of eddy currents during flux change; compensating windings are placed in the pole faces to neutralize armature reaction; the field windings are divided into a number of circuits to reduce self-inductive effects and the maximum voltage of the exciter may be increased up to about four times that required by the main field at normal load, giving a large forcing effect during system disturbances.

By making these improvements in design and providing a pilot exciter to excite the main exciter a sufficiently rapid voltage response can be secured in large low speed direct connected exciters and it is not necessary to provide the more expensive motor-driven exciters.

Where an exciter of ordinary design may be capable of increasing its armature voltage at the rate of 50 V per second, low speed exciters for direct connection to large vertical generators have been built with a rate of voltage increase of 200 to 350 V per second. This is a sufficiently rapid response for any except the most sensitive systems. High speed exciters for synchronous condensers can be built with a rate of control of 2500 V per second or over but such a rate is not required in the majority of installations.

The decrease of transient reactance and the speeding up of the exciter response, while they improve stability, both tend to increase the currents flowing when a fault occurs on the system and it is imperative that the faulty section be taken off the system with a minimum delay. The rupturing duty of circuit breakers is, therefore, increased and at the same time it is important that their operating time should be reduced.

The rating of oil circuit breakers has increased to 2500000 kVA and this should be sufficient to protect any system where care has been taken to limit the possible power concentration. High voltage circuit breakers have up to the present time been rather slow in operation requiring with their control relays a total rupturing time of 0.4 to 0.6 seconds. It seems probable that this can be reduced to 0.2 or even 0.1 seconds but only at a considerable increase in cost.

For rapid and economical clearance of faulty lines it may be advisable to break the circuit on the low voltage side of the line transformers. The expensive high voltage oil circuit breakers may, in some cases, be entirely omitted and the transformers included as part of the line.

Lightning presents a still unsolved problem for the transmission engineer. Extensive service experience, laboratory tests and calculations have given much valuable information as to the voltage and wave shape of induced lightning surges on transmission lines but the lightning proof line has not yet become a reality.

To protect lines from lightning the following measures are of value:

1. Lines should where possible be kept away from locations where lightning is known to be especially prevalent.

2. Overhead ground wires should be installed to reduce the induced lightning voltages. In addition to reducing the induced voltage the ground wire increases the attenuation of the wave as it travels along the line.

3. Extra line insulation makes the line more nearly lightning-proof but transfers the danger of breakdown to terminal apparatus and only increases the need of lightning arresters to protect the terminal transformers.

4. Grading rings may increase the insulator sparkover voltage for lightning waves of very steep wave front and will at the same time decrease the 60 cycle insulation value. This is not serious as the factor of safety is still high. Grading rings have not been installed on the 220 kV lines in Canada as it was felt that their value had not been sufficiently demonstrated.

5. The value of wood as an insulator against lightning voltage is being more and more appreciated and wood cross arms are being used in many cases even on steel structures. The insulation strenght of wood poles wet or dry is 100 to 300 kV per foot and 180 kV is considered a good average value to assume.

Some engineers feel that too much money should not be spent in trying to eliminate entirely the lightning flashover of a line but rather that instantaneous protection should be provided to clear the line, in case the power arc follows the lightning flash, before any permanent damage is done to the insulators. If the system consists of a number of parallel lines and is properly designed from the point of view of stability, the flashover and instantaneous clearance of one line will not result in loss of synchronism.

Lightning Arresters

A number of 220 kV systems have been operated for a period without lightning arresters but the experience has not been satisfactory and it is now considered that for highly insulated lines lightning arresters are of sufficient value in protecting terminal apparatus to warrant the expense of their installation.

Only if the line insulation against lightning is reduced to a point where it is below the impulse voltage strength of the transformers is it safe to operate without lightning arresters.

The majority of switching surges are less than three times normal (normal being the crest value of the line to line voltage). Switching

loads on and off produces relatively mild surges, but energizing or d energizing unloaded lines produces a more serious shock. Six or seve times normal represents the order of the highest switching surge. Th magnitude occurs with the de-energizing of an unloaded line.

Lightning voltages to which arresters may be subjected may be any value up to the flashover value of the line insulation.

For 66 kV lines with steel towers the r.m.s. 60 cycle dry flashov value averages 3.8 times the system voltage or 6.5 times the line neutral voltage. But with wood poles and cross arms in series th flashover limit is raised by an indefinite amount.

The lightning flashover with steel towers will be about 10 to 12 tim normal with a fairly steep wave front but may be much higher wit wood cross-arms.

Voltages to which lightning arresters may be subjected during operatio should be studied very carefully. The highest voltages usually occu at light load or after load has been dropped suddenly and the generato are running at excessive speed.

Inductive Coordination of Power and Signal Systems

The problem of coordinating power transmission and distributio systems with neighbouring signal systems has become more comple as the power systems have increased in capacity and in extent.

Properly designed and coordinated transposition schemes will usuall reduce the voltage induced in the signal system by the balanced com ponents of current and voltage in the power system to such small value that they will not interfere with operation.

Induction from residual currents and voltages which are present i power systems under normal operating conditions is still serious in som cases. Transposition of the power conductors does not directly reduc such induction, but if the residual voltage is mainly due to difference in the capacities to ground of the various power conductors, transposi tions in the power circuit will reduce the residual voltage. Transposin the signal circuit conductors results in equalizing the voltages induce in them by the power circuit residuals, and so eliminates the voltag between conductors, except in so far as impedance unbalances in th signal circuit may interfere with such equalization. Excessive residual on the power circuit can usually be avoided without violating any prin ciple of economic design.

Slot harmonics in generator voltage waves may be eliminated by sloping the slots relative to the axis of the machine either uniforml or in steps: or they may be reduced by using fractional values of slot per pole.

Harmonics due to the non-sinusoidal distribution of the excitatio flux relative to the peripheral length of the pole pitch may be eliminate in salient pole machines by suitable shaping of the pole surfaces and in non-salient pole machines by the proper distribution of the excitatio winding.

Sixty cycle generators can now be made with a Telephone Interference Factor (T.I.F.) as low as 11 in large size machines and from 15 to 25 in medium size machines without appreciable increase in cost. In 25 cycle generators the T.I.F. may be obtained as low as 3.5 in large size machines and from 5 to 10 in medium size machines.

Distortion of wave form may also be caused by transformers, particularly when operated with high flux densities which results in the production of harmonics in the magnetizing current waves. In a star-star connected bank of transformers the third harmonic magnetizing current and its multiples cannot flow and as a result third and higher harmonic residual voltages to ground are produced and result in interference. A delta connected tertiary winding or a change the star-delta connection will eliminate these residual voltages.

Arc furnaces introduce harmonics which are difficult to eliminate. Mercury arc rectifiers on electric traction circuits sometimes introduce residual currents and voltage of high frequency. A filter is in many cases necessary to reduce this effect.

When induction due to normal operating conditions had been studied and remedies developed, the abnormal or fault conditions remained and these present the real problem to day.

Abnormal conditions in the power system generally produce large residual currents and voltages and the inductions from these residuals may, in the case of a very severe exposure, amount to several thousand volts.

The electrostatic induction from abnormal residual voltages may be calculated by the method of images based on the hypothesis that the earth is a perfect conductor and may be replaced by a perfectly conducting plane at the surface of the earth.

When the method of images was applied to the calculation of induction from residual currents and the calculations were checked by tests it was immediately apparent that the surface of the earth could not be used as the equivalent conducting plane and many tests were made in different parts of the country to determine the proper location of such a plane. It was found that the proper depth for the equivalent plane varied widely with the nature of the ground and also with the distance between the two circuits. This method of calculating induction from residual currents has therefore been abandoned.

As a third approximation the earth is assumed to be a uniformly conducting body. The results calculated on this basis agree much more closely with the facts as determined by experiment but since the conductivity of the ground varies irregularly at different places and at different depths the most carefully calculated results cannot be taken as correct until their accuracy is demonstraded by test.

The ratio of maximum to minimum specific resistance of the earth met with in practice is about one hundred to one and the corresponding ratio of maximum induction to minimum induction varies with the distance between the circuits, being only about two to one for roadway separations but increasing rapidly as the separation increases. It is therefore very important to know the earth conductivity when calcu-

lating the induction to be expected in exposures especially with wide separation of circuits.

The abnormal conditions which give the greatest amount of trouble are a. short-circuits, b. grounds and c. switching of loads or lines.

Short Circuits

Short circuit currents flowing in many modern systems are very large since the combined capacity of generators and synchronous motors connected to the system is large. It is to the advantage of the power company as well as of the signal company that short-circuit currents should be limited, as the oil switches must be able to clear the worst short-circuits without injury.

Three phase short-circuits are not usually very troublesome as the currents and voltages in the three phases are more or less balanced. Single phase short-circuits are however very serious as they are both electrostatically and electromagnetically unbalanced.

Grounds

When a system is connected star with grounded neutral, a ground on any phase constitutes a short-circuit which is cleared by the overload protection but in the meantime the single phase short-circuit has caused a disturbance in the neighbouring signal system.

The magnitude of the fault currents can be reduced by inserting resistance or reactance in the neutral connection to ground. There has been however some difficulty in adopting this method as it has been found that the neutral impedance required to adequately limit the fault currents are, in the majority of cases, of such magnitude that the power transformers must be insulated for full line voltage and their cost is therefore increased.

There seems to be a growing tendency to standardize the star connection with neutral connected to ground through a medium resistance or reactance. The Peterson grounding coil has not as yet been applied in Canada.

When an isolated system is grounded at one point it can still operate but it is electrostatically unbalanced and will cause some electrostatic interference in neighbouring communication systems. If, however, a second ground on another phase occurs at some distance away, a fault current will flow out on the phase wire and back through ground. This will cause serious electromagnetic induction.

If a ground wire is installed it will carry part of the ground current and so will reduce the interference. High resistance steel ground wires will reduce the magnetic field created by the fault about 10%. High conductivity ground wires may be expected to reduce the field by 35 to 40% but to be effective they must extend over the whole distance affected by the fault and must be grounded through low resistance grounds.

The signal companies are in some cases asking the power companies to install high conductivity ground wires practically equivalent to the phase wires but this expenditure can only be justified in very exceptional cases.

Switching

Switching on and off of loads does not cause serious interference, but switching lines on and off may induce high voltages. Switching an unloaded line off is one of the most troublesome cases.

If under transient fault conditions the voltage induced along the two wires of a signal system in parallel does not exceed 400 or 500 V no serious interference with the operation of the signal system should result unless the impedances to ground of the two sides of the system are unbalanced.

The exact limits of magnitude of induced voltages which can be effectually handled by acoustic shock preventing devices have not been definitely determined up to the present and they depend to a considerable extent on the impedance of the circuit through which the voltage operates. Currents up to 10 A have been discharged without causing severe acoustic shock.

Acoustic shock absorbing devices have been developed for the purpose of protecting telephone operators from such shocks but they cause appreciable losses in the circuits and are not applicable to substations and therefore cannot protect the public from these shocks.

The Common Neutral System

When the primary distribution system grows beyond the economic limits of the 2000 V delta network, it is the usual practice to change the voltage to 4000 V star retaining the same transformers as before. A fourth wire is installed to carry residual currents. This neutral wire may be connected to ground at the substation only or a number of grounds may be installed at different parts of the system. The primary distribution with multiple grounds gives a better voltage regulation for the power system but the residual current cannot be confined to the neutral wire and often more than 50% of it will flow through the ground. This stray current gives trouble to the telephone companies particularly to the two-party lines which use the ground as part of the ringing circuit. However comparatively slight modifications of the telephone systems enable them to operate satisfactorily and it seems probable that the multiple grounded primary neutral should be accepted as standard. With underground systems no trouble is experienced.

When a secondary grounded network is provided including the water system it is common practice to connect the primary neutral system to the secondary ground network and this gives the common neutral system which appears to be the system which will be employed almost universally, but the power companies must take all precautions to maintain a good wave shape.

Zusammenfassung

In der Einleitung geben die Verfasser an, daß der Ausbau der hydroelektrischen Energie jedes Jahr um über 350000 PS zunimmt und daß diese Zahl noch im Wachsen begriffen ist.

Auf je 1000 Einwohner in ganz Kanada kommen über 580 PS, während sie in Britisch-Kolumbia und in Quebeck fast 1 PS je Kopf beträgt.

Es wird eine Untersuchung an einer vorbildlichen hydroelektrischen Anlage, einschließlich Leitung und Transformatorenstation, durchgeführt, um die Haupteinzelheiten der Kraftkosten der an die Verbraucherstellen abgegebenen Energie angeben zu können.

Es folgt eine kurze Beschreibung der hauptsächlichsten Vergrößerungen der Erzeugerstationen von Kanada unter Einschluß einiger Einzelheiten der wichtigsten Neuanlagen, wie z. B. die Ile-Maligne-Station der Duke-Price Power Company, die Anlagen am St.-Maurice-Fluß der Shawinigan Water and Power Company an dem Gatineau-Fluß. Es wird ferner über zwei Neuanlagen berichtet, die noch im Bau sind und die in einigen Jahren zu den größten hydroelektrischen Stationen der Welt gehören werden, die Chûte-a-Caron-Anlage der Alcoa Power Company am Saguenay-Fluß und die Neuanlage der Beauharnois Light, Heat and Power Company am St.-Lawrence-Fluß bei Montreal.

Dann wird kurz über die Energiefortleitung berichtet, und es werden einige Einzelheiten über die Hochspannungsleitungen, die in den letzten 5 Jahren gebaut wurden, angegeben, so über die 165 kV Zweistrom-Quebeck-Ile-Maligne-Leitung und die 220 kV Einstrom-Toronto-Paugan-Falls-Leitung.

Eine Beschreibung der neuen 220 kV Empfangsstation des hydroelektrischen Energieausschusses von Ontario in Toronto gibt einige Einzelheiten über die Ausführung dieser wichtigen Station.

Es wird ferner die Dauerhaftigkeit des Systems, die ein Hauptfaktor bei der Konstruktion von umfangreichen Anlagesystemen zu sein scheint, sowie die bei der Konstruktion von Synchrongeneratoren und Kondensatoren und ihrem Erregersystem gemachten Umänderungen zur Verbesserung der Stabilität beschrieben.

Es ist ferner eine Tafel in dem Aufsatz enthalten, auf der die Hauptmerkmale der modernen kanadischen Generatoren, die sich auf die Gleichmäßigkeit im Betrieb beziehen, enthalten sind.

Das Problem des Zusammenarbeitens von Kraft- und Nachrichtenübertragungsanlagen zur Verminderung von störenden Einwirkungen von Nebenströmen auf die Kraftanlage wird allgemein behandelt, und es wird erörtert, nach welcher Richtung Fortschritte gemacht worden sind, die eine Lösung der Frage erwarten lassen.

Der Widerstand der Nachrichtenübertragungsgesellschaften gegen die Verwendung des gewöhnlichen neutralen Systems der Energieverteilung mit der Begründung, daß sie übermäßige störende Einwirkungen verursache, wird erwähnt, und es wird der Meinung Ausdruck gegeben, daß diese Widerstände zu überwinden sind und daß dieses System der Energieverteilung das Normalsystem werden wird.

Canada

Hydro-Electric Industry of Canada
Some Economic Aspects

Canadian Management Committee

G. G. Gale

The phenomenal expansion of recent years has established the hydro-electric industry as one of the foremost activities in Canada. The rapid development of many new power sites and the widespread extension of transmission lines have created conditions which present certain economic aspects of particular interest.

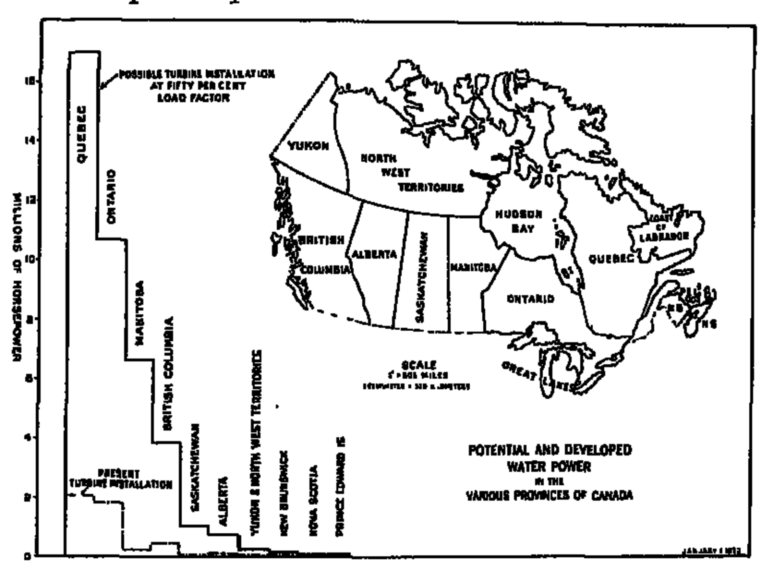


Fig. 1.

It is first necessary to review briefly the situation with regard to all the available power resources throughout the Dominion in order to appreciate the predominance of water power as a source of energy.

Fuels as a source of power are found in abundance in the East in the bituminous coal deposits of Nova Scotia and in the West in Alberta and southeastern British Columbia and on Vancouver Island. Lignites are found in Southern Saskatchewan, oil and natural gas in Alberta

and to a limited extent in the southwestern peninsula of Ontario. In the central part of the Dominion, notably in the Provinces of Ontario and Quebec, native fuels are almost entirely lacking but compensation is afforded by the widespread occurrence of ample water powers favorably situated with regard to both the centres of population and to the other great natural resources of forests and minerals.

Fuels are used almost exclusively as a source of power for rail transportation in Canada, the exceptions being urban and suburban electric railways which in the main are operated by hydro-electricity purchased from central electric stations. Fuels are also used to a limited extent in general manufacturing and to a much more limited extent in the central electric station industry, the latter use being largely confined to Saskatchewan and parts of Alberta, Manitoba and the Maritime Provinces. Due to its availability and the advantageous rates at which it is sold, hydro-electric power produces over 98% of the electricity used by the public.

Table I. Available & Developed Water Power in Canada
January 1, 1930

Province	Available 24 h power at 80% efficiency		Turbine Installation		
	At ordinary Min. Flow h.p.	At ordinary Six Months Flow h.p.	Total h.p.	In Central Electric Stations h.p.	In Other Industries h.p.
1	2	3	4	5	6
British Columbia	1931000	5103500	560042	418210	141832
Alberta	390000	1040500	70532	70320	212
Saskatchewan	542000	1082000	35	—	35
Manitoba	3309000	5344500	311925	311925	—
Ontario	5330000	6940000	1959675	1624393	335282
Quebec	8459000	13064000	2572418	2216150	356268
New Brunswick	68600	169100	112131	83910	28221
Nova Scotia	20800	128300	108406	76979	31427
Prince Edward Island	3000	5300	2439	376	2063
Yukon & Northwest Territories	294000	731000	13199	—	13199
Canada	20347400	33617200	5710802	4802263	908539

The figures in Columns 2 & 3 represent 24 horsepower and are based upon rapids, falls and power sites of which the actual existent drop or the head possible of concentration is definitely known or at least well established. Many rapids and falls are scattered on streams from coast to coast which are not yet recorded.

The figures of Column 4 represent the actual water wheels installed throughout the Dominion and average 30% greater than the corresponding available power as calculated in Column 3. The figures quoted above therefore indicate that the *at present recorded water power resources* of the Dominion will permit of a turbine installation of about 43000000 h.p., i. e., the present turbine installation represents only *slightly more than* 13% of the present recorded water power resources.

Columns 5 & 6 divide the total hydraulic installation into that used for the public distribution of electricity and that installed for industrial purposes.

A comprehensive review of the water power resources of the Dominion and their development is being presented to the Conference by Mr. *J. T. Johnston*, Director, Dominion Water Power and Reclamation Service, Department of the Interior, so that it is only necessary to repeat here the estimates of total resources and present development in order to better understand the discussion which follows.

Fig. 1 presents graphically the possible turbine installation at approximately 50% load factor and the total turbine installation at January 1, 1930. This provides an interesting basis of comparison between developed and undeveloped water power in each of the Provinces of the Dominion while Table 1 lists for each province and for the Dominion as a whole, the total estimated water power resources and the total turbine installation in horse power at January 1, 1930. The turbine installation is further divided to show the totals utilized by central electric stations and by other industries. These figures indicate that more than 84% of Canada's total water power installation is in central electric stations and while definite figures are not available as to what part of the turbines in the "other industries" group is connected to electric generators, the best possible estimate leads to the conclusion that not less than 40% is so connected.

Historical-
Early Hydro-Electric Development and the First High Voltage Transmission

The utilization of water power for the generation of electricity started some forty years ago when certain developments were established from which electricity was generated and distributed at generator voltage to immediately adjacent communities. The City of Ottawa is a case in point, hydro-electricity being produced for use within the City as early as 1890 from a plant at Chaudière Falls on the Ottawa River. Such developments were the direct result of the then recent introduction of the incandescent electric lamp. The real impetus to hydro-electric development came, however, with the introduction of high voltage transmission which, in Canada, dates from 1895 when power was transmitted from a 1200 h.p. plant on the Batiscan River to the City of Three Rivers, Quebec, over an 11000 V line, 17 miles in length. This was reputed to be the first high voltage transmission line in the British Empire.

The feasibility of remote utilization being thus established, similar developments rapidly followed at widespread points, Montreal receiving power from Lachine; Quebec City from Montmorency Falls; Hamilton, Ontario, from DeCew Falls; Victoria, British Columbia, from the Goldstream River and Nelson, British Columbia, from the Kootenay, all in 1898.

Advances in Transmission

Improvements in transforming equipment developed rapidly, leading to higher transmission voltages and correspondingly longer trans-

mission lines. To supplement the supply of power to Montreal, an eighty-five mile, 50000 V transmission line was built from Shawinigan Falls in 1903, this being the longest and highest voltage transmission line in America at that time. It is interesting to note that by 1911, an additional double circuit line operating at 100000 V was provided to supplement this service. In 1906 power was first received in Toronto from Niagara Falls, 90 miles distant at 60000 V while in the same year Winnipeg River power was first transmitted to the City of Winnipeg over a 60000 V line 65 miles in length.

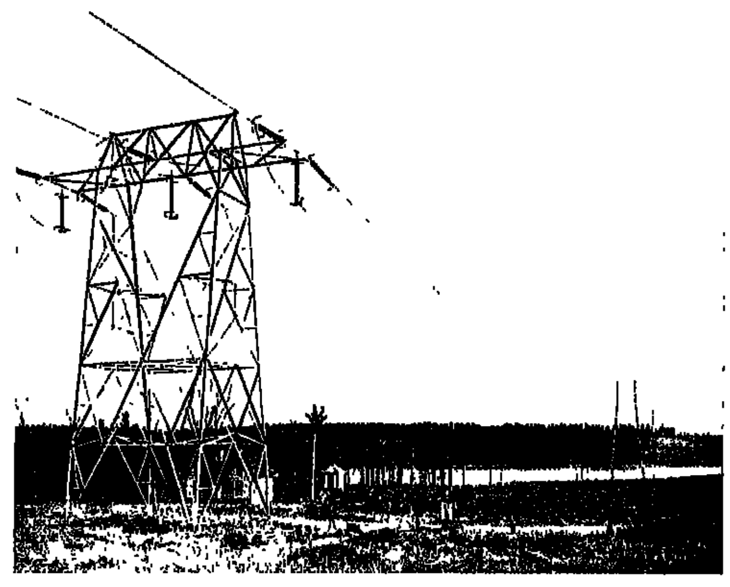


Fig. 2. Gatineau-Toronto Transmission Line Crossing the Ottawa River.

The first 220000 V line in the British Empire. A patrolman's house with telephone booth may be seen. A telephone line, built for operating purposes, parallels the power line 60 feet (18,3 m) from the centre line of the towers except at the river crossing where it is carried on the steel towers below the power wires.

The next outstanding achievement in the transmission of hydro-electricity in Canada followed the creation of the Hydro-Electric Power Commission of Ontario which in 1910 commenced the transmission of power purchased at Niagara Falls to 12 municipalities in Western Ontario at 110000 V. This system was gradually extended until by October 31, 1928, $833^1/_2$ miles were operated by the Commission at that voltage.

While many improvements in conductors, insulators, switching and transforming equipment were developed, 110000 V remained the highest Canadian transmission voltage until 1927 when the Shawinigan Water and Power Company completed a 168000 V line 135 miles in length to transmit power from the great Saguenay River development of

the Duke-Price Power Company to Quebec City. This achievement was followed in 1928 by the building of a 220000 V line from the Paugan station of the Gatineau Power Company to Toronto, a distance of 230 miles. A second line at the same voltage on the same right of way is scheduled to go into operation in August, 1930, to complete the

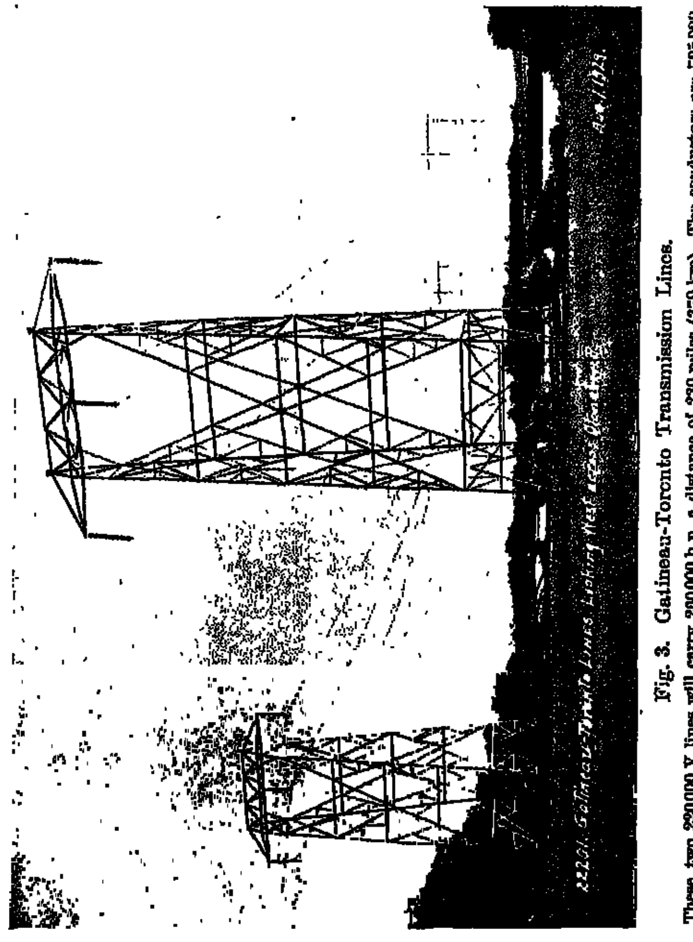


Fig. 3. Gatineau-Toronto Transmission Lines.

These two 220000 V lines will carry 260000 h.p. a distance of 230 miles (370 km). The conductors are 795000 circular mils, aluminum cable with a steel core and have a diameter of 1,093 inches (2.78 cm). Two steel ground wires are used. Standard towers are 73 feet (22 m) high and are completely galvanized. The average span is 950 feet (290 m).

delivery of 260000 h.p. purchased by the Hydro-Electric Power Commission of Ontario. These lines are illustrated by Fig. 2 and 3.

The extension of transmission systems has led to widespread distribution of power and a gradual reduction in the number of the fuel power stations serving individual municipalities. The most outstanding instance has occurred in Ontario where over one hundred fuel stations serving as many municipalities have been replaced by hydro power

distributed by the Hydro-Electric Power Commission. To a lesser extent similar replacement of fuel stations has occurred in the other provinces and is most marked at the present time in Alberta where the extension of the Calgary Power Company's distribution has brought hydro-electricity within the reach of a large number of communities formerly dependent on small steam or internal combustion plants. The widespread distribution of electricity has had a very marked effect upon living conditions in Canada. It is estimated that approximately 62% of Canadian homes are wired for electricity, an outstanding proportion when due consideration is given to the fact that 45% of the population dwell in rural areas.

In the domestic field not only are all the more common electrical appliances such as irons, washing machines, toasters, cooking ranges and small heaters in general use but newer devices including electric refrigerators, ironers, household water supply plants, dishwashers, and radio receiving sets are being constantly introduced and are meeting a growing demand. In the larger power field the electrification of the manufacturing industries is rapidly progressing, practically all operating either partially or wholly by electricity most of which is purchased from central electric stations.

Intensive study in connection with the design, installation and operation of central electric station equipment has resulted in such high operating efficiencies that not much room remains for improvement in these particular fields. Further economies in the industry are dependent upon such major processes as the interconnection of stations and systems giving the fullest utilization of stream flow, head and storage and providing a diversity of use producing highly efficient operation; the consolidation of controlling and operating companies with its accompanying opportunities for low cost financing and widely experienced executive and engineering management, and, the standardization of equipment of well considered and satisfactory design.

The Interconnection of Stations and Systems

As the demand for power increases, the problem of the complete utilization of stream flow becomes of increasing importance. One factor in solving this problem is the establishment of a series of interconnected installations on the same stream so designed as to correlate the heads and storage to produce the greatest output at the least capital expenditure.

The development of a number of plants on a stream under centralized control or of one large plant while possessing great economic advantages for the maximum production of power, involves such heavy capital expenditures that it becomes necessary to produce and market the fullest possible output with the least possible delay.

If a market for the power is not already available, it becomes necessary to create one even if this initial load does not provide an adequate return on the capital invested. This initial load may be and often is, provided by the establishment of some industry where steam for use in the

manufacturing process may be generated in electric steam boilers until a more advantageous market can be found for the power while even after the development of a market at ordinary commercial rates, the low capital expenditure involved in an electric steam boiler installation warrants its retention for the use of any surplus or off-peak power.

Field for Electric Steam Boilers

It is well recognized that steam cannot be produced by electricity as ordinarily sold on the kilowatt hour basis, in direct competition

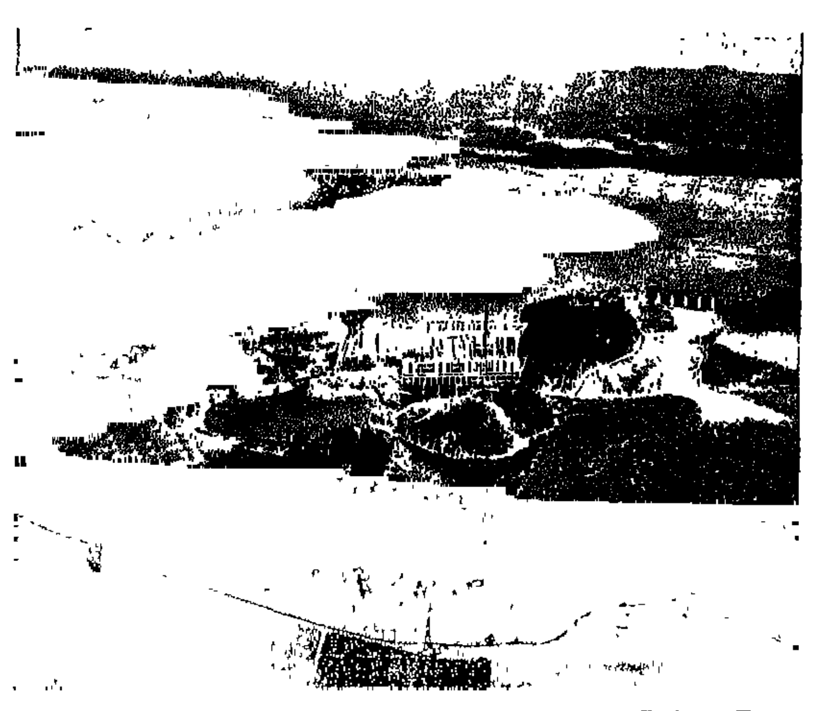


Fig. 4. Aeroplane view of the Paugan development of the Gatineau Power Company.

Showing the sluiceways on the right, the power house in the centre and 220 000 V switching station on the left. In the river above the power house may be seen pulpwood logs being directed towards the log chute which is situated just left of the sluiceways. At the extreme left of the intake to the power house is the by-pass through which the river was diverted during the construction period. Six 34 000 h.p. generators are now installed in the power house which is designed for eight machines. The dam is built for six additional units, making an ultimate installation of fourteen.

with coal, except in cases where surplus power is available which can be contracted for at a low rate.

In estimating the possible revenue from the sale of electricity for the production of steam the relationship existing between the energy in a kilowatt hour and in a pound of steam must be considered. One kilowatt hour will produce in an electric boiler approximately three pounds of steam. One ton of coal will produce about 15000 pounds

fo steam, i. e. 5000 kWh of electricity will produce the same amount of steam as a ton of coal. The price of electricity for steam generation is, therefore, determined by the cost of coal.

While the revenue obtained from the sale of power for steam is generally insufficient to pay the fixed charges on the development, it is sufficient to permit many large installations being brought into operation when only a comparatively small proportion of their output can be sold at ordinary commercial rates.

Examples of Centralized Control

A recent notable instance of the development of a river under single control is afforded by the construction program of the Gatineau Power Company on the Gatineau river in the Province of Quebec.

Like most of the rivers draining the northern slope of the St. Lawrence valley, the Gatineau was subject to periods of very low flow, consequently power development on a large scale was uneconomic without extensive

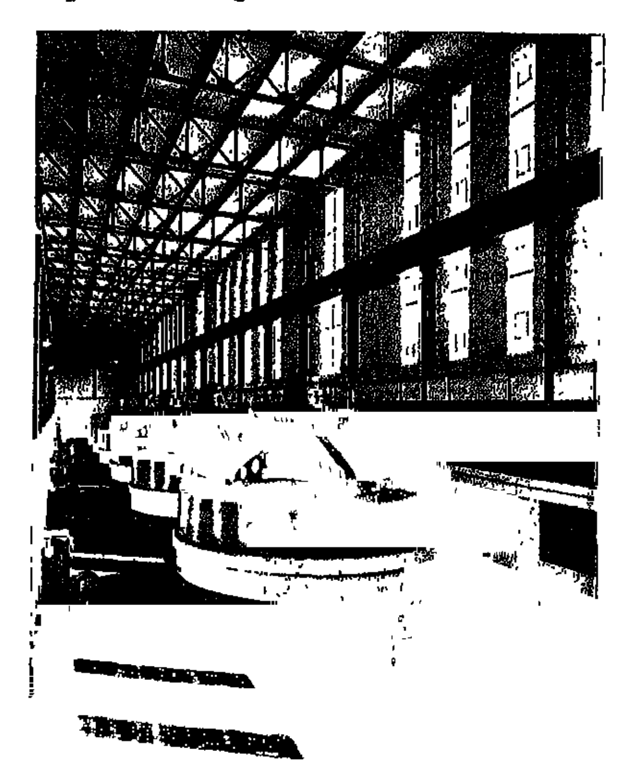


Fig. 5. Interior of the Generator Room, Paugan Station of the Gatineau Power Company.

The generator ventilating system is of the totally enclosed type and is controlled by the louvres at the right of these machines. The motor-generator sets at the left and the auxiliary generator which may be seen just below the railing around the direct connected exciters are part of the high speed excitation system used for maintaining the stability of the 220000 V system through which Paugan is tied in with Niagara 310 miles (500 km) away.

storage. No single development could be made to carry the high annual charges involved in adequate storage. To justify any development it was necessary to contemplate the construction of three plants and the storage of at least 100000 million cubic feet of water.

These three plants were designed and constructed for a total installation of 562000 h.p. with an initial installation of 378000 h.p. which has since been increased to 436000 h.p. One of the developments,

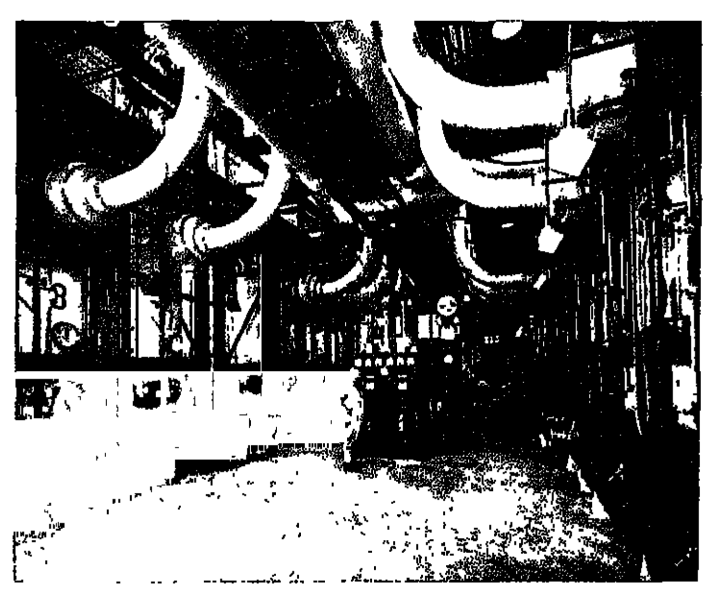


Fig. 6. Interior of Gatineau Pulp and Paper Mill Boiler Room.
This is the largest single installation of electric steam generators in the world. The four generators in this comparatively small room use 150000 kW.

the Paugan station, is so designed that a further 204000 h.p. may be installed in an extension to the present power house if interconnection with other systems where navigation or other considerations preclude the storage of water, warrants low load factor operation on the Gatineau river.

The initial storage of 100000 million cubic feet originally provided under the aegis of the Quebec Streams Commission in the Baskatong Reservoir has been supplemented by the creation of the Cabonga Reservoir where more than 45000 million cubic feet of water are impounded.

The generation of the tremendous amount of power attendant upon such development necessitated the finding or creating of new markets for the output. These markets were provided by the building by an associated company of the world's second largest pulp and paper mill to which energy was sold not only to meet its heavy power demands but also for the generation of steam in electric boilers, and by the

completion of contracts with the Hydro-Electric Power Commission of Ontario for the sale of some 360000 h.p. of electrical energy to supplement the supply to the Niagara, Rideau, St. Lawrence and Central Ontario Systems.

The economic development of the Gatineau river on such a magnificent scale within a period of a few years is an event of outstanding importance in the field of hydro-electric undertakings. It was followed by the acquisition by the same company of three plants controlled by another organization on the Ottawa river, a stream of very limited regulation.

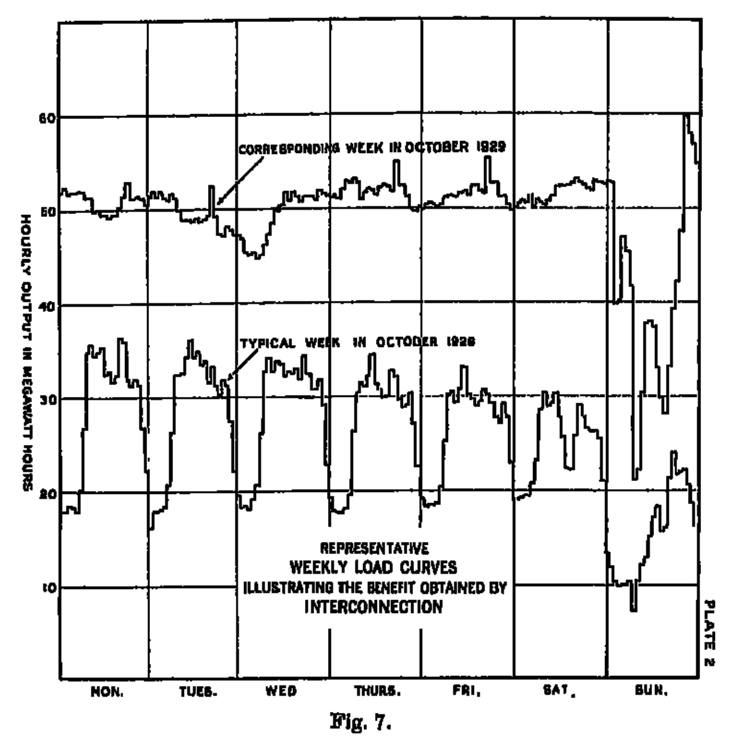


Fig. 7.

These plants have been interconnected with those on the Gatineau river and are used to the maximum capacity of the water available (which on account of lack of regulation would have been wasted if not used) with a corresponding saving in water on the Gatineau river where regulation provides for the storing of water until load conditions warrants its use. The improvement in operating conditions in the Ottawa river plants is strikingly illustrated on Fig. 7 which shows representative weekly load curves for the three plants before and after interconnection with the Gatineau River stations.

The lower load curve on Fig. 7 is that for a typical week in October 1928 before interconnection was effected and the upper that for the corresponding week in October 1929, after interconnection. Not only

were the operating conditions of the Ottawa river plants improved but it became possible to effect economies by the doubling of the equipment in one of them to achieve fuller utilisation of the available water.

A somewhat similar instance of the development of a stream by a single company in order to take the fullest advantage of the flow and storage occurs on the St. Maurice river. The Shawinigan Water and Power Company has acquired practically complete control of this river by new construction, the acquisition of plants operated by other organizations and by the leasing of undeveloped sites to provide for future power demands.

The first undertaking by this company was the building of headworks at Shawinigan Falls to provide power for its own power house and those of two manufacturing companies. Delivery of electrical power commenced in 1902 and the installation steadily increased until 280000 h.p. was in operation. The completion of the Gouin Storage Dam by the Quebec Streams Commission in 1917 increased the amount of power available at Shawinigan Falls in low water periods by 100000 h.p. This dam is located at La Loutre about two hundred miles from the mouth of the river and impounds approximately 175000 million cubic feet of water. Further storage is provided on the Manouan river, a tributary of the St. Maurice where 17000 million cubic feet of water are impounded. The Gouin and Manouan dams store sufficient water in their reservoirs to generate one thousand and ninety million kilowatt hours when utilized in the company's power houses at Shawinigan Falls, La Gabelle and Grand Mere. The recent purchase of the latter brought the company's total installation on the St. Maurice to 576000 h.p. The local storage ponds at these three plants are under such control due to the efficient regulation of the stream that a balance of the electrical loads of each is maintained with the result that the water is utilized to its fullest value in its passage to the St. Lawrence.

By the acquisition of the remaining undeveloped water powers on the St. Maurice the company has placed itself in a position to take the fullest economic advantage of the storage provided. The sites so acquired have an estimated capacity at commercial load factors of 600000 h.p.

Many similar cases of interconnected developments occur throughout Canada. In British Columbia by the erection of a dam at the outlet of Alouette lake into the Alouette river the level of the lake was raised 45 feet and its water diverted through a tunnel into Stave lake. By the construction of a power plant at the mouth of the tunnel 12500 h.p. is developed, the water being again used at the Stave Falls plant while a third development at Ruskin near the mouth will utilize the water of Stave lake for the second and that of Alouette lake for the third time. The increased flow in the Stave river due to the diversion thereinto of the waters of Alouette lake provided power for the installation of an additional unit at Stave Falls and rendered economic the raising of the head at that plant with its attendant provision of additional storage. The net result of the scheme was that the installation of the

Stave Falls plant was raised from 52000 h.p. to 77500 h.p., the new plant at Alouette dam produces 12500 h.p. and additional water and more uniform flow is provided for the plant now under construction at Ruskin. The ultimate designed capacity of this plant is 170000 h.p.

In Alberta the development of the Bow river is in the hands of the Calgary Power Company which operates two plants totalling 31600 h.p. near Seebe, and a recently completed station at Ghost Falls where 36000 h.p. is installed. The three stations are interconnected and the flow of the stream is regulated by the Minnewanka storage dam 30 miles upstream which impounds over one thousand, nine hundred million cubic feet of water in Minnewanka lake for use in each of the three plants in turn. The Ghost development, the furthest down stream, is a combined power and storage scheme and provides pondage for an additional three thousand, two hundred and ten million cubic feet of water.

In Ontario, the Hydro-Electric Power Commission wherever practicable has interconnected its plants. On the Nipigon river the Commission operates a 75000 h.p. plant at Cameron Falls and is constructing another of 54000 h.p. at Alexander Landing while the remaining power sites on the river are also marked for development by the same organization.

As the amount of water available for the operation of the Niagara stations of the Commission is fixed by International Treaty, the three plants, Queenston of 502000 h.p., Ontario Power of 208200 h.p. and the Toronto Power Station of 164500 h.p. are interconnected and operated to obtain the maximum power. As water used at the Queenston generating station will develop more than double the power that it would develop if used at the other stations, this station is operated to carry the maximum load possible at all times. The efficient operation due to this apportionment of the available water is evidenced by the peak load figures of the plants for the year ended October 31, 1928, viz., 529469 h.p. for the Queenston station, 182574 h.p. for the Ontario Power Station and 141019 h.p. for the Toronto Power Station.

The Commission's Georgian Bay System is supplied with power by six interconnected stations of the Severn, Eugenia, Wasdells and Muskoka divisions and notwithstanding the fact that this system operates at 60 cycles and the Niagara System at 25 cycles the two are interconnected through frequency changing equipment at Mount Forest. The Commission's Central Ontario and Trent Systems include nine generating stations on the Trent Canal Waterways and these are all interconnected for efficiency in operation while the system is tied in to the St. Lawrence, Rideau and Ottawa Systems which also receive a substantial supply of power from the Gatineau Power Company's plants on the Ottawa and Gatineau rivers.

The Nova Scotia Power Commission operates three combined power and storage schemes. One of these, the St. Margarets Bay System includes three generating stations on the North East river. These stations have an aggregate installation of 15820 h.p., are interconnected and utilize not only the waters of the North East river but also those

of the Indian river which is diverted into the North East by damming. Four storage reservoirs have been created in connection with the system, Five Mile and Big Indian Lakes reservoirs on the Indian river and Pockwack and Wrights Lakes reservoirs in the North East river. These impound three thousand, five hundred and seventy-two million cubic feet of water.

The Sheet Harbour System has at present two interconnected generating stations on the East River Sheet Harbour of an aggregate capacity of 11 849 h.p. and a very extensive system of storage reservoirs throughout the drainage basin of the river which impound four thousand and sixty-two million cubic feet of water, equivalent to eight million, nine hundred and forty-two kilowatt hours when used in the two plants.

The third system, the Mersey, includes three generating plants totalling 31 050 h.p. on the Mersey river. These plants are interconnected and extensive storage is provided on the upper reaches of the river.

Many other instances of interconnection of Canadian generating stations leading to economies in the use of water could be quoted and considerable as are the advantages so derived they are perhaps secondary to those accruing from the interconnection of the transmission systems of related or independent organizations.

The Interconnection of Transmission Systems

The interconnection of transmission systems has many advantages in Canada where the widespread application of electricity to domestic, commercial and industrial utilization produces a diversity of load characteristics in different areas which permits of high load factor operation when the systems supplying these areas are interconnected.

In the cities, for example, the heaviest load usually occurs in the winter just before the factories cease operations for the day. The lighting load is than at its peak and the street car load is heavy. In small towns and villages the peak load occurs later in the evening. Construction and mining loads are usually high during the summer months and help to balance the winter lighting and heating peaks. Even in the field of purely domestic supply the existence of rates low enough to bring electric ranges, water heaters and the numerous other appliances available into every day use in large numbers of homes has done much to provide diversity in a load in which the average consumption was formerly very low and the period of maximum utilization short. The sum of these various loads in different areas ensures much higher load factor operation of interconnected systems than if the individual loads were carried by isolated systems. The selling of any off-peak or surplus power for the generation of steam, the smelting or casting of metals or for electro-chemical processes does much to increase the already high average load of such interconnected systems.

In the generation of hydraulic power the fullest use of the generating equipment at high load factor results in the lowest cost of the electrical energy so produced.

The saving effected in installation by the interconnection of systems is also very great in that it obviates necessity for large reserves of generating machinery. Isolated stations which must rely on their own resources to ensure continuity of service are practically compelled to install sufficient spare generating equipment to carry their peak loads with their largest units out of operation. The effect of interconnection in this respect is to pool the spare equipment, the amount required by the interconnected systems being very little greater than that which would have been necessary for the system with the largest individual load if interconnection had not obtained. Interconnection has helped to eliminate on practically all Canadian systems, the necessity of maintaining auxiliary fuel power equipment.

Economies in the installation of new equipment are also effected by the installation of the larger, lower unit cost and more efficient equipment which is rendered possible by the staggering of construction operations by the different members of the interconnection. For example, if two interconnected loads are each growing at the rate of say 10000 h.p. per year, it is possible for one organization to install a 20000 h.p. unit to provide for the growth in the two systems to be followed later by the installation of a similar unit by the second constituent member.

Great economies in the utilization of water are also effected by the interconnection of systems generating power on watersheds of different regimen, the heavy flow from seasonal or abnormal weather conditions occurring at different times provides for the use of the maximum amount of water which cannot be stored, while conditions of abnormal low flow on some watersheds are frequently compensated for by satisfactory water conditions on others.

Most of the larger Canadian organizations generating electricity for public use have their transmission systems interconnected with at least one other system for the interchange of power. The most outstanding instance of this occurs in the Province of Quebec where five organizations generating over 90% of the total central station output of the province are so interconnected. These are the Gatineau Power Company which operates 6 plants aggregating well over half a million horse power on the Gatineau and Ottawa Rivers in the Hull-Ottawa district and 12 smaller stations serving the district along the north shore of the Ottawa River between Hull and Montreal, the Montreal Light, Heat and Power Consolidated serving the city and district of Montreal from three stations totalling 229500 h.p., on the St. Lawrence and one of 21600 h.p. on the Richelieu River; the Shawinigan Water and Power Company and subsidiaries serving the districts along the north shore of the St. Lawrence from Montreal to Murray Bay and between the St. Lawrence and the International and New Brunswick boundaries from sixteen stations with a total installation of 647850 h.p.; the Southern Canada Power Company serving the district south of Montreal to the International boundary from five stations totalling 58000 h.p. and the Duke-Price Power Company operating a 495000 h.p. station at Isle Maligne on the Saguenay River.

In the Province of Ontario the Hydro-Electric Power Commission has interconnections with a number of privately or municipally owned systems. The Niagara System receives power from the Canadian Niagara Power Company, from its own Georgian Bay System, and from the Gatineau Power Company. The Georgian Bay System in turn receives power as required from the Niagara System, from the Municipality of Orillia's 6360 h.p. plant on the Severn River which is operated in parallel with the six hydraulic plants of that System and from two steam power plants, one operated by the Municipality of Owen Sound and the other by the Canadian Pacific Railway Company in Port McNicoll. The Central Ontario and Trent Systems secure power from the Gatineau Power Company while reciprocal arrangements for the exchange of power exists with the Peterborough Hydraulic Company, the Campbellford Water and Light Commission, the Canadian General Electric Company and the Municipality of Fenelon Falls which organizations operate hydraulic plants with an aggregate installation of 12770 h.p. The Rideau System receives power from the Gatineau Power Company and the Rideau Power Company while the St. Lawrence System also receives power from the Gatineau Power Company.

The Dominion Power and Transmission Company which operates a 45000 h.p., hydro electric generating station at DeCew Falls, near St. Catherines and a 29500 h.p. steam auxiliary plant in Hamilton is interconnected with the Canadian Niagara Power Company's 121000 h.p. plant at Niagara Falls which as already stated is in turn connected with the Hydro-Electric Power Commission's generating stations at Niagara Falls.

In the Province of Manitoba, the three large systems now in operation, that of the city of Winnipeg, 105000 h.p., the Winnipeg Electric Company 37800 h.p. and the Manitoba Power Company, 168000 h.p., are all interconnected for the exchange of power as required.

In New Brunswick a reciprocal arrangement for the exchange of power exists between the New Brunswick Electric Power Commission and the New Brunswick Power Company which operates a 6600 h.p. fuel power plant in the city of St. John.

In addition to the existing interconnections in the Provinces of Quebec and Ontario, the Beauharnois Light, Heat and Power Company, recently formed, has started construction on the Beauharnois development, the first link in the much talked of St. Lawrence Waterways scheme. The initial development will be 500000 horse power and power will be supplied to both the Hydro-Electric Power Commission in Ontario and the Montreal Light, Heat and Power Consolidated in Quebec thus providing a further interconnection between the power resources of the country's two leading provinces.

Commencing with the simple form of interconnection between the generating stations controlled by one organization, the practice has developed rapidly and will by force of circumstances be an increasingly important factor in the expansion of the hydro electric industry. In interconnection between independent systems the making of contracts

is one of the major problems. The numberless conditions of load divisio segregation of losses, pooling of reserves and the allocation of fixe charges tend to make the necessary working agreements deeply involve but the advantages in operation are so outstanding that every yea sees new interconnections effected.

There are necessarily economic limits to the interconnection of ele trical systems and when no further improvement can be obtained diversity, load factor and service and the cost of transmission due distance becomes too great these limits have been reached.

The Consolidation of Operating & Controlling Organizations

Quantity production of electricity as of manufactured products lea to lowered unit costs and the consolidation of operating organizatio has done much to provide more extended service at more advantageo

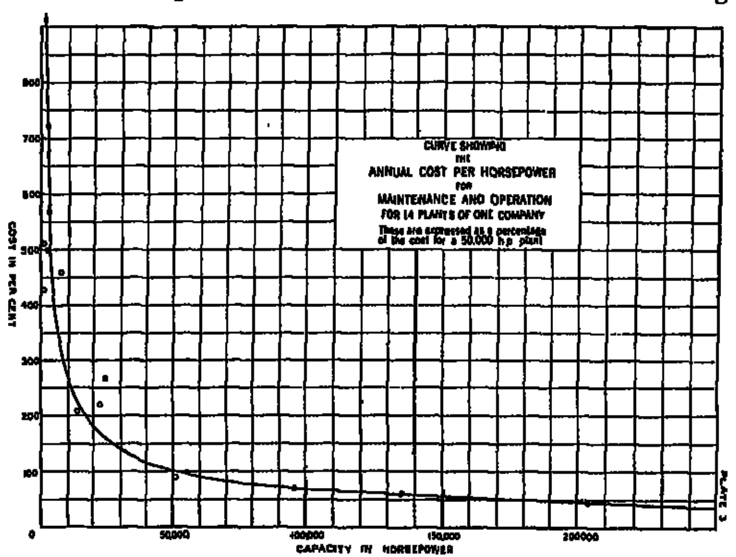


Fig. 8.

rates. Consolidation has frequently resulted in taking electric utiliti out of the hands of local capitalists of limited financial and manageri ability and combining them with others where ample finances and expe executive and engineering management have led to their rapid develo ment. In many cases plants developed to meet local needs but too sma for economical operation have been dismantled and their marke supplied by the larger plants while plants capable of enlargement ha been extended to capacity.

The economic advantage of replacing these small plants is ve great as is illustrated in Fig. 8 which shows comparative costs f maintenance and operation of fourteen representative stations of di ferent size expressed as a percentage of the cost for a 50000 h.p. plan

As will be noted the disparity in costs in favour of the larger plants is very marked.

Practically all the larger systems in Canada are the result of a combined policy of the construction of new stations and the acquisition of existing ones with their appurtenant markets for power.

The Hydro-Electric Power Commission of Ontario, the world's largest distributer of electricity, which operates thirty generating stations has purchased eighteen of them of a totaled combined capacity of 450 309 h.p. These eighteen stations vary considerably in size the largest being the plant of the Ontario Power Company at Niagara Falls which at the time of its acquisition had an installation of 228 200 h.p. and the smallest that of the Municipality of Gravenhurst at South Falls on the Muskoka River where 750 h.p. was installed. Only one of these (purchased during the past year) is operated as an independent unit.

The Shawinigan Water and Power Company has also done much to extend the sphere of its operations by the purchase of plants and distribution systems operated by other organizations. Beginning with the acquisition of the North Shore Power Company in 1907, numerous purchases have been made until the company now owns eight central electric station companies. The company also controlls by stock ownership, the Quebec Power Company and has substantial stock interests in other important central station organizations.

The Gatineau Power Company has also followed a policy of acquiring stations within its area of operation. The company was incorporated in 1925 to take over the developed and undeveloped water-power sites acquired by the International Paper Company. The operation of the existing plant at Kipawa was at once assumed and the development of three sites on the Gatineau River commenced. During the period 1925 to 1928 the Company acquired sixteen central stations operating in the Ottawa and the Gatineau River valleys. The interconnections effected between the stations acquired by this company have had a most marked effect upon the distribution of electricity in the very extensive area served. Certain of the smaller stations which have proved unsatisfactory in service and operating costs have been closed or dismantled while operation by remote control from other stations will provide for more economical operation of others.

The Montreal Light, Heat and Power Consolidated which provides the electric power distribution in Montreal, Canada's largest city, had its beginning in 1902 and is now made up of ten consolidated companies.

The Southern Canada Power Company was incorporated in 1913 as a merger of several then existing companies and later acquired seven municipally owned and fourteen privately owned generating stations or distribution systems. Several of the generating stations acquired proving too inefficient and costly to operate were dismantled or replaced.

The principle of consolidation of operating companies as described above is general throughout Canada and numerous other instances of such consolidation might be cited. Another factor of more recent adoption in the Canadian central electric station field is the formation

of holding companies; i. e., companies organized to acquire and hold the securities of operating companies and frequently to operate, manage and act as fiscal agents for the companies so controlled.

The holding companies afford to the operating companies under their control many economies and advantages by the centralization of expert executive and engineering personnel. The services of highly skilled engineers such as would scarcely be available to individual companies are retained and a breadth of experience and technical knowledge in design, management and operation is available to the constituent companies.

Among the more important Canadian holding companies may be included the Power Corporation of Canada which controls through stock ownership East Kootenay Power Company, Limited, and Canada Northern Power Corporation which in turn controls Northern Canada Power Company, Limited, Northern Quebec Power Company, Limited, Great Northern Power Corporation, Limited, and Northern Ontario Light and Power Company, Limited. In addition to its controlling interest in the foregoing companies, Power Corporation of Canada has a substantial interest in some twelve other prominent Canadian central station organizations.

The Canadian Hydro-Electric Corporation, Limited, was organized in 1927 to acquire and control Gatineau Power Company, Gatineau Electric Light Company, Limited, and Saint John River Power Company.

Many of the larger operating companies also function as holding companies for the smaller organizations which they own or control and much of the successful operation of these subsidiary companies is due to the financial, executive and engineering connection with the larger companies.

Standardization of Electrical Equipment

The economic advantages of standardization of electrical equipment are so great that in spite of the occasional criticisms of suppression of individuality and artistic instinct in design, it has become accepted in principle and is in general being adhered to in practice.

Standardization in Canada had its inception in 1917 with the issuance of Letters Patent to The Canadian Engineering Standards Association. The main object of this Association is to promote the establishment of industrial standards by providing an organization to receive requests for standardization, investigate their desirability and arrange for the formation of committees comprising representatives of both manufacturers and users to determine standards acceptable to all interests concerned.

The Association is not concerned with, nor does it take any active part in the preparation of the specifications but it reviews the findings of the committees to satisfy itself that the standards have been properly prepared, and finally it arranges for their publication and issue.

Other objects of the Association as enumerated in its Charter include the co-ordination of the efforts of producers and consumers for the improvement and standardization of engineering products and the

promotion of the general adoption of engineering standards and the revision and amendment of such standards when necessary.

The Association endeavours to follow as closely as possible the standards prepared by the British Engineering Standards Association with which it is closely allied but in many cases on account of established business interests it has been found advisable to follow other standards already generally adopted in Canada. In all cases the specifications prepared are drafted to meet the requirements of and to operate in the best interests of Canadian industry.

The budget of the Association is guaranteed by the National Research Council of Canada with the understanding that special efforts be made to obtain financial support from Canadian industry. The ready response to this suggestion gives tangible evidence of industry's appreciation of the economic value of the work undertaken.

One of the outstanding achievements of the Association has been the compilation of the Canadian Electrical Code which has been officially adopted in the Provinces of British Columbia, Nova Scotia, Ontario, Quebec and Saskatchewan. This Code has also been officially adopted in the Bahamas, British West Indies.

The standardization projects now under consideration include a revision of Part I of the Electrical Code; the preparation of Part II of the Code which will indicate suitable standards for electrical apparatus and materials which must be complied with in order to obtain approval for their sale or use in Canada and also of Part III of the Code which will deal with outside wiring rules covering minimum requirements which may prove acceptable to all Provincial Authorities. Standardization of distribution type transformers, power transformers, and of oil for transformers and oil switches is also under way.

Conclusion

In the foregoing summary of three of the main economic aspects of the Canadian central electric station industry it has only been possible to touch on the highlights of each.

The expansion which is taking place in Canada in general industry, the transition from agricultural to industrial supremacy and the rapid development of our natural resources of forest and mine all combine to create a demand for power under conditions constantly varying and each involving some special economic problem. Great as has been hydro-electric development in the past the future will witness even more rapid and far reaching progress and there is no reason to fear that the problems arising therefrom cannot be successfully solved.

Zusammenfassung

Zweck des Berichtes ist, in großen Zügen drei wichtige Fragen der kanadischen Wasserkraftwerke zu erörtern, nämlich 1. die Kupplung von Kraftwerken und Netzen, 2. den wirtschaftlichen Zusammenschluß der Stromerzeugungs- und Verteilungsgesellschaften, 3. die Vereinheitlichung der elektrischen Ausrüstung.

Zum besseren Verständnis der Tatsache, daß in Kanada vorwiegend Wasserkraft als Energiequelle dient, wird zunächst ein kurzer Überblick über sämtliche verfügbaren Energiequellen des Landes gegeben. Diese Übersicht läßt erkennen, daß Brennstoffe nur in sehr geringem Umfange zur Energieerzeugung herangezogen werden und daß über 98% der verkauften elektrischen Energie in Wasserkraftanlagen erzeugt werden. Zur Ergänzung dieser Angaben dient eine Karte, in der die ausbaufähige Turbinenleistung des Landes bei etwa 50%iger Ausnutzung der vorhandenen Wassermengen graphisch eingetragen ist, und eine Zahlentafel, in der außer einer Aufzählung der ausbaufähigen und ausgedehnten Wasserkräfte, die erzeugte Energie nach Elektrizitätswerken und anderen Verwendungszwecken aufgeteilt ist.

An die Aufzählung der Energiequellen des Landes schließt sich ein kurzer geschichtlicher Überblick an über die Anfänge der Wasserkraftausnutzung zur Elektrizitätserzeugung und die Anfänge und Fortschritte der Hochspannungsübertragung, sowie deren Einfluß auf die Entwicklung der Wasserkraftausnutzung und das Anwachsen des Energiebedarfs. Da jede Erweiterung der Übertragungsnetze eine Steigerung des Energiebedarfs hervorruft, gewinnt das Problem einer restlosen Ausnutzung des Gesamtwassers einzelner Flüsse wachsende Bedeutung. Einer der Faktoren zur Erreichung dieses Zieles ist der Ausbau der Wasserkräfte eines Flusses unter einheitlicher Leitung einer einzigen Gesellschaft.

Es wird die Aufstellung elektrisch geheizter Dampfkessel besprochen, die eine gewinnbringende Anfangsbelastung darstellen, bis sich schließlich nach und nach auch andere Abnehmer für die unter gemeinsamer Leitung erzeugten großen Energiemengen finden.

Die Kupplung von Leitungsnetzen ist ein wichtiger wirtschaftlicher Faktor für den Betrieb von Wasserkraftwerken, denn sie ermöglicht den Ausgleich verschiedener Belastungen und ergibt günstige Betriebsbedingungen, vermindert die Notwendigkeit zur Bereitstellung von Dampfreserven und beeinflußt die Wirtschaftlichkeit bei der Aufstellung neuer Maschinen und in der Ausnutzung der verfügbaren Wassermenge. An eine allgemeine Erörterung der wichtigsten Bedingungen für die Kupplung von Netzen schließen sich Beispiele derartiger gekuppelter Netze aus dem ganzen Lande. Sodann wird auf die verwickelten Betriebsabmachungen eingegangen, die zu einer befriedigenden Lösung der Lastverteilung notwendig sind und die sich aus der Trennung der Verluste, der Bereitstellung der Reserven und der Verteilung der festen Kosten ergeben.

Der Zusammenschluß der Elektrizität erzeugenden und verteilenden Unternehmungen und die dadurch ermöglichte Erzeugung großer Energiemengen bei verminderten Kosten hat viel dazu beigetragen, den Absatz zu steigern und die Absatzbedingungen zu bessern. Er führt auch oft zur Verschmelzung kleinerer örtlicher Elektrizitätswerke mit solchen, die besser finanziert sind und über eine bessere wirtschaftliche und technische Leitung verfügen. Dadurch hat ihre eigene Entwicklung rasche Fortschritte gemacht, während auf der anderen Seite solche Werke, die für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu klein waren, stillgelegt und ihre Absatzgebiete zu billigeren Tarifen von größeren versorgt wurden.

Die Vereinheitlichung der elektrischen Ausrüstung ist in Kanada im Prinzip angenommen und wird im großen und ganzen auch praktisch durchgeführt. Wenn auch gelegentlich bemängelt wird, daß dadurch eigene schöpferische Gedanken beim Entwurf neuer Anlagen unterdrückt werden, so haben sich dabei doch beträchtliche Ersparnisse bei der Anlage und der Unterhaltung von Wasserkraftwerken ergeben. Die Canadian Engineering Standards Association hat in Gemeinschaft mit dem National Research Council of Canada und der kanadischen Industrie manche wichtigen Vereinheitlichungspläne ausgearbeitet oder in Arbeit.

United States of America

Power Costs and Trends in the United States

National Electric Light Association

L. W. W. Morrow

The United States has been fortunate in two respects. In the first place it has an abundance of energy resources such as coal, oil, water and gas that are quite widely disseminated as to location. A second fortunate condition is found in the fact that its industrial leaders early saw the benefits to be derived from the use of power and devoted extraordinary initiative and energy to the development of power resources.

As a result of these two conditions the United States is now power minded and has power available in every section for all possible uses. This power is largely electrical in form and is available at a price fixed by production costs and there is little evidence that the price will change greatly during the next few years. The current development problem in the United States is to take advantage of the fact that power is now available in each locality at a reasonable price. The endeavor is to apply the power so that industrial and social conditions will be improved.

It is estimated that muscular power now represents less than 3% of the total used in the United States. Yet when this nation was born muscular power was the principle source of energy. In the past 50 years the population has increased from 50 to 120 million, the use of coal from 68 to 570 million tons, the use of water power from 1 to 12 million h.p., the use of natural gas from 75 to 1600 billion cubic feet and the use of oil from 26 to 896 million barrels.

These enormous increases in the use of energy resources in combination with expanded transportation and communication facilities made possible the great changes in industrial and social conditions in the United States. And the basic influence of power even now is changing the living environment and the industrial practices of the country.

From 1900 to 1928 the use of power increased from 47 million h.p. to 1000 million h.p. This power may be divided approximately as follows in 1928: automobiles 750 million h.p.; engines, tractors and trucks 100 million h.p.; light and power plants 45 million h.p., and ships, mines and railroads 80 million h.p. A typical change may be cited in agriculture where the farmers now use 180 million h.p., including their automobiles, as against 5 million h.p. in 1900—they have 38 times the power they had in 1900. Each group in industry

thus has had revolutionary changes in practice as a result of the increased use of power and all have improved their economic position. Nor should it be forgotten that social and working conditions have also changed greatly as a result of the employment of mechanical power instead of man power.

At the present time the power problem in the United States is not simply one of generation, transmission, distribution and the manufacture of power-using devices. There is a problem of prices both for power and for the devices and this leads into the policies and procedure of the American business system. There is the problem of policy and regulation whereby it must be seen to that the power resources do not become pawns in a financial game and whereby both power producers and power users are protected against ill advised political or business influences. In other words the business and social aspects of power take equal rank with the engineering.

From an industrial point of view the two large divisions of industry that influence power costs and trends are the light and power companies and the manufacturing establishments. These two groups have a common interest in the development of a national power supply that gives the same power service at approximately the same price in all sections of the country. This program makes possible the development of industry based upon markets, labor, raw materials, transportation and other fundamental factors.

Power Development by Utilities

The light and power industry in the United States has been developed by private enterprise with regulation by the states. During recent years the significant trend is toward the consolidation or merging of properties. The number of light and power establishments reached a peak of 6542 in 1917 and this had decreased to approximately 3900 at the end of 1929. In 1929, a total of 4352 generating stations distributed their energy over 160 000 circuit miles of transmission line and 123 operating utility systems each generated more than 100 000 000 kWh.

In 1928 a total of 82 927 000 000 kWh were generated by the 31 796 822 kVA in all public utility generating stations. Of the total energy 60.5% was generated in fuel burning plants and 39.5% in hydro stations. This ratio has been quite constant for the past few years despite seasonal water supply variations in the different sections of the country.

From 1912 to 1929 there has been a rapid increase in the light and power industry as may be noted by the following tabulation:

Capital investment increased	4.8	times
Gross revenue from sales increased	6.7	„
Generator rating in stations increased	5.3	„
Energy generated increased	7.8	„
Number of customers increased	6.4	„

The energy generated increases at about 8% each year at the present time, although 1929 witnessed a 10% gain, and there is little evidence

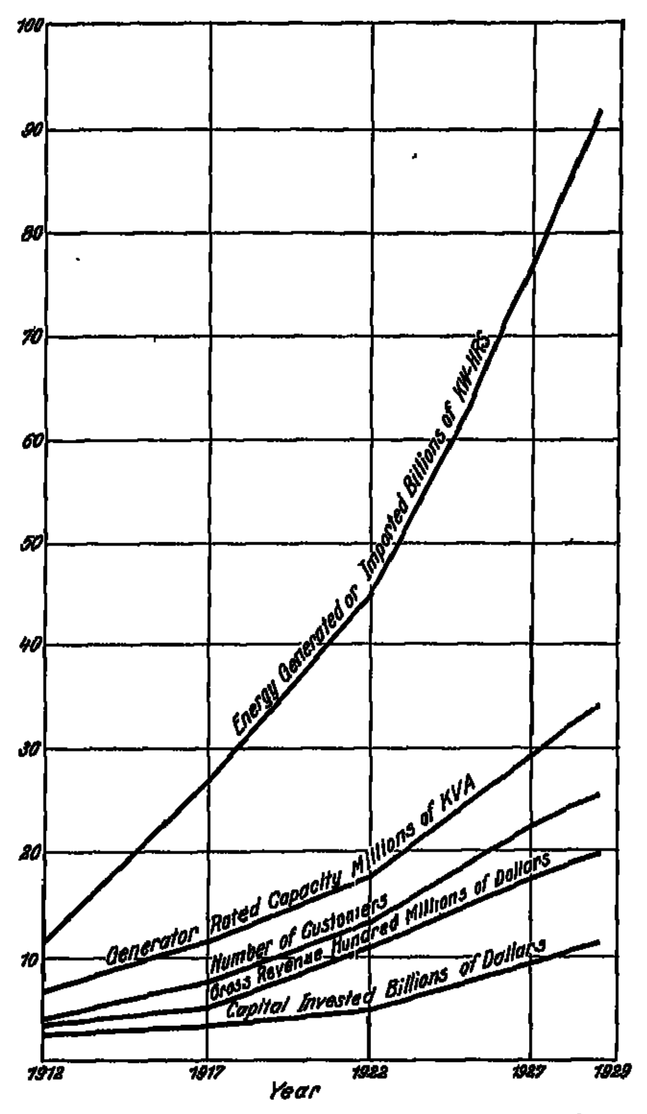


Fig. 1. Growth of Public Utility Light and Power Business in the United States.

of any degree of saturation in the use of power. Many present markets are being cultivated and new industrial and domestic uses of electricity become commercially available each year. The national generating

Table 1. Significant Data for the Electric Utilities in the United States
Data based on U. S. Census, U. S. Geological Survey and Electrical World. 1929 Estimate based on 10 months' operations

	1912	1917	1922	1927	1928	1929
Capital Invested ($ 1000)	2 289 622	3 245 185	4 817 000	9 500 000	10 300 000	11 100 000
Gross Revenue ($ 1000)	302 273	526 894	1 072 120	1 801 000	1 942 000	2 107 000
Generator Rating (1000 kVA)	6 450	11 230	17 960	29 629	31 796	34 200
Energy Generated (1 000 000 kWh) ..	11 569	25 438	43 560	75 181	82 927	92 737
Number of Customers (1000)	3 837	7 178	12 709	22 119	23 219	24 290
No. of Companies Purchasing all energy	507	1 418	1 966	1 644	1 669	1 600
Number of Employees	79 335	105 541	150 762	270 000	251 020	265 000
Number of Operating Companies ..	5 221	6 542	6 355	4 450	4 063	3 900

and transmission structure has been built so that electric power is available to practically all communities and to many farms. At present great effort is exerted to intensify the use of electric service by the existing customers, especially the domestic customers.

Despite the enormous growth in the light and power industry during the last seventeen years a study of significant unit values show that three major changes only have occurred.

Table 2. Unit Values for the Light and Power Industry in the United States

	1912	1917	1922	1925	1927	1929
kWh per customer	3000	3720	3430	3380	3400	3800
Generating Capacity Factor.......	20.5	25.7	27.7	28.7	29.1	30.8
Revenue per customer, dollars	79	73.4	84.3	80.2	79.8	87.0
Revenue per kWh generated, cents	2.6	1.97	2.42	2.37	2.40	2.28
kWh generated per kVA	1790	2260	2430	2510	2540	2700
Investment per kVA, dollars	356	288	269	309	320	325
Investment per customer, dollars..	597	452	377	405	430	458
Pounds of Coal per kWh generated	—	3.6	2.5	2.1	1.84	1.66

1. Because of an increased diversity in the use of electricity there has been more hours use of the equipment each year.

2. Because of advances in the art of generating energy in fuel burning stations, notable reductions have been made in the generating cost of power.

3. It has been economically possible to extend utility systems so that electric power is available in practically all localities.

There has been little opportunity to make economies in plant investment because of the extension of systems into areas of light load. A greater part of the investment savings have been made by using standard

equipment and large sized equipment but savings equally great have come about because the investment is used more hours each year due to the increase in load factors.

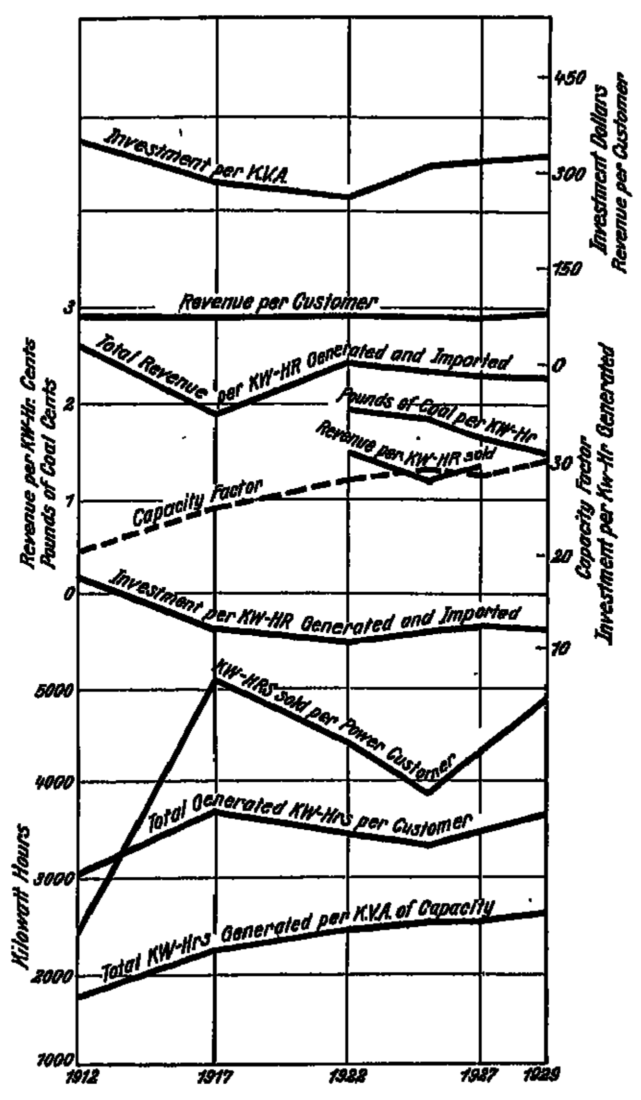


Fig. 2. Significant Unit Values of the Light and Power Industry in the United States.

By far the greatest single saving in power generation has come about through an improved thermal efficiency in power stations. The first cost of the average power station has changed little in the past 15 years

and may be assumed to be approximately \$100 per kW with a range from \$70 to \$145 at present, but there has been a remarkable improvement in fuel economy as is indicated by the accompanying table showing the B.t.u. per kWh for representative large and small utility systems. Individual power stations generate a kWh for as low as 11 500 B.t.u. and there is every indication that a figure of 10000 B.t.u. per kWh may be expected in a short time in a few stations even without the use of the mercury-steam or other binary cycle.

At the present time there is a distinct trend toward the use of pressures in the order of 1200 pounds for large new power stations and to introduce high pressure installations into existing low pressure stations. Whether the mammoth power station will predominate over the use of several small stations in a power area depends very largely on overcoming lightning handicaps to service given by transmission lines.

Table 3. System Fuel Consumption for 11 Representative Light and Power Systems in the United States. In B.t.u./kWh

Property	1912	1917	1922	1925	1927	1928
A	32200[1]	28550	24964	21870	—	20230
B	29971	28780	23811	21324	—	19133
C	42918	32952	27473	22748	—	18920
D	30870	24640	21300	19500	—	17130
E[2]	44250	33550	24450	18820	16780	17030
F	52000	40300	24700	19630	—	19500
G	44340	38080	27713	23250	—	17154
H[3]	—	30785	24441	25230	24067	27987
I	—	43000	36000	33300	—	31600
J	30970	28229	23571	19799	—	17386
K	42250	40400	27750	22300	—	19300

Properties G, H, I, operated one plant only in 1928, all others operated two or more stations. Data for properties A, B, D and K are for net output, all others are gross output.

[1] Data for 1913.

[2] Introduction of hydro power decreased the load factor on steam plants in 1928.

[3] Load factor changed by use of hydro on 1928. Data for maximum month only.

It has been said that hydro power will not be developed so rapidly in the future but indications point to a continued growth in hydro power because economies are had on systems using a combination of both fuel burning and hydro stations. In the heavy load areas rivers are being developed completely so that the flow is controlled and active proposals exist for the development of very large water power resources on the St. Lawrence and in the South. One factor that influences the building of steam stations at the load, on systems that formerly relied on hydro power over long distance transmission lines, is the increased standards of service required in metropolitan areas.

Despite the economic transmission distance of approximately 200 miles, in many localities where service continuity is essential, power generating sources have been found necessary at intervals of 20 to 40 miles. Hydro power is generally used with auxiliary steam stations for meeting seasonal water flow conditions, for standby service

should transmission lines go out, for meeting the abnormal dry year water flow conditions and to get the maximum economy in generation for the system as a whole.

The cost of hydro stations varies greatly and no general averages may be had. The accompanying table shows the unit cost of typical hydro stations in one section but the range in unit cost is far greater if a national tabulation is attempted—the range will be from $70 to $400. It should be noted that most of the hydro stations involve transmission thus adding $15000 to $30000 per mile of line built.

The distinguishing characteristics of the light and power industry of the United States during recent years has been a movement toward consolidating and merging small independent systems into large properties that generate energy in efficient generating stations. These are then interconnected with the various distributing systems. This movement has its inception in the idea that economies are effected by concentration, the interconnection of distribution systems and centralized management. It is a movement in harmony with the general trend toward mass production and large-scale distribution.

Table 4. Unit Costs of Typical Hydro Developments

Station	Approximate Horsepower Rating	Dollars Cost per h.p.
A	250000	140
B	150000	120
C	150000	90
D	6000	114
E	8000	140
F	7000	110
G	80000	140
H	50000	170
I	5000	185
J	4000	230
K	2000	158

Large Versus Small Systems

It has not been possible to ascertain the magnitude of the economies effected by the consolidations with any degree of accuracy on a national basis. A comparison of unit costs on large and small systems can be made with difficulty because of variable local conditions, different historical developments and a variation in service standards. It is evident that the large system can make savings in financing, in purchasing, in overhead charges and in generation; on the other hand, there is reason to believe very little cost reduction is had for the distribution system except through a greater use of standardization. Also the costs of added transmission lines with their losses must be subtracted from the large system savings. Nor should it be forgotten that, to give the same standard of service, duplicate transmission lines must be added to the large system because of an increased exposure to interruptions.

Possibly the most intelligent way to judge the movement is to say that it has meant making electric service available over a larger area at the same cost. Interconnections may also be considered the cheapest form of insurance reserve for giving good electric service in any region.

Some general conclusions with respect to large and small system unit costs may be made in the light of data on several individual properties including the report of the Committee on the Generation and Distribution of Electric Power of the National Association of Railroad and Utilities Commissions in 1929.

1. Power Plant superintendence and labor costs range from 15 to 25% of the total generating expense on small steam-power systems and from 5 to 15% on large steam-power systems. On representative large steam power stations, 100000 kW and above, built since 1925 an average cost per kWh for superintendence and wages is 0.65 mils with a range from a little over 0.3 mil as high as 1,1 mil. On several smaller steam-power systems this cost ranged from 1.3 mils to as high as 6.1 mils.

2. Fuel costs amount to from 50 to 80% of the total generating expense in steam-power systems. In general the cost decreases as the size of the system increases, but at a diminishing rate and there is evidence that a limit is soon reached for fuel cost reduction because of the size of an individual power plant. On several large-steam-power stations, 100000 kW and above, the cost of fuel averaged 2.5 mils with a minimum of 1,4 mils and a maximum of 4.2 mils. On several small steam-power systems this cost ranged from 5.5 mils to a maximum of 19 mils. There is a rapid reduction in fuel cost up to a certain point as units increase in size but there is little evidence that a system with 1000000 kW stations has a lower fuel cost than one with 200000 kW plants.

3. Maintenance costs are extremely variable and amount to from 5 to 20% of the total generation expense. As a rule boiler maintenance is double that of all other maintenance. On representative large systems the total maintenance cost averages about 0.4 mil with a range from 0.2 to 0.6 mil. On small steam power systems the maintenance cost ranges from 0.7 to 2.5 mils with an average of 1.2 mils.

4. Fixed charges range from 25 to 60% of the total generating expenses on steam-power systems. On large systems with steam-power stations of 100000 kW and above the average fixed charge is 3.5 mils with a range from 2 to 8 mils. On small steam-power systems the range is from 2.5 to 10 mils with an average of about 4.5 mils.

5. Fuel cost is the most important factor in generating cost with fixed charges as the next decisive item. If a system is unable to use units of comparatively large size and to produce energy aggregating say 25000000 kWh per year, there is no doubt that it cannot compete with the large system on fuel costs per unit of energy.

6. It is difficult if not impossible to compare the large and small systems on the basis of transmission costs. Service standards must be considered and good service on a transmission system requires generation at intervals of from 20 to 50 miles or a very large duplication of trans-

Table 5. Operating Costs of 13 Small Steam Plants (Fixed Charges and General Exp. Omitted) 1927 Data. (Committee on Power Generation. National Assoc. of Railroad & Utility Commissioners 1929)

Plant No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
kWh Generated (1000)	1271	2159	1245	2673	3905	5819	6877	8017	10696	16332	22841	24116	40166
Capacity in kW	850	1600	1318	9000	2625	9750	2700	4250	15000	10000	8250	9500	61900
kWh per kW	1496	860	945	297	1486	597	2547	1886	713	1633	2769	2539	649
Expenses, Cents per kWh													
Superintendence and Labor	0.441	0.494	0.426	0.612	0.352	0.348	0.244	0.198	0.222	0.171	0.131	0.145	0.299
Fuel	1.900	1.601	1.762	0.803	1.098	0.729	1.060	0.691	0.693	0.547	0.659	0.855	0.716
Water	0.039	0.024	0.022	0.031	0.027	0.009	0.021	0.001	—	0.012	0.008	0.002	0.007
Mis. Supplies etc.	0.124	0.079	0.056	0.066	0.004	0.021	0.021	0.011	0.014	0.012	0.021	0.013	0.065
Total Operating	2.504	2.198	2.266	1.512	1.481	1.106	0.901	1.901	0.929	0.742	0.819	1.105	1.087
Total Maintenance	0.170	0.086	0.272	0.160	0.070	0.187	0.083	0.083	0.071	0.114	0.087	0.091	0.128
Total Generation	2.674	2.284	2.538	1.672	1.551	1.293	0.984	0.934	1.00	0.856	0.906	1.106	1.215
Cost of Fuel per Ton, $	5.40	5.76	5.83	4.71	6.11	5.00	5.55	4.75	4.30	4.01	4.79	4.86	4.40
Pounds of Fuel per kWh	7.55	5.30	6.36	3.41	3.49	3.52	3.82	2.95	3.21	2.73	2.76	3.52	3.74

Table 6. Summary of Cost Data on 10 Represent-

Station	A	B	C
Approximate rating, kVA	100000	100000	100000
Number of generators	2	2	3
Number of boilers	8	12	6
Steam pressure	600	400	350
Steam temperature	725	680	675
Operating Data			
Period covered	One year	One year	One year
Total kWh generated	416000000	717000000	454000000
Net kWh generated	393000000	686000000	425000000
Average b.t.u. per lb. coal	11300	13800	12300
Number of men engaged (all shifts)	184	142	139
Operating Costs (cents per kWh)			
Fuel	0.156	0.258	0.142
Wages and supplies	0.056	0.031	0.039
Water, lubricants, supplies	0.011	0.003	0.007
Miscellaneous	0.001	.....	.....
Total (cents per kWh	0.224	0.292	0.188
Maintenance Costs (cents per kWh)			
Buildings	0.008	0.004	0.007
Boiler plant	0.033	0.009	0.025
Prime movers and auxiliaries	0.006	0.002	0.004
General and electric equipment, Incl.	0.002	0.001	0.008
Miscellaneous	0.002	0.002	0.000
Total (cents per kWh)	0.051	0.018	0.044
Investment Costs (Dollars)			
Preparing site	.....	.....	230000
Foundations, substructure	1300000	900000	1700000
Superstructure	2000000	1300000	1100000
Fuel handling and preparation	1700000	200000	700000
Boilers and accessories	2400000	2100000	2500000
Piping	500000	1400000	400000
Generators and condensers	2100000	1700000	2700000
Electric equipment in switchhouse	Incl. above	1800000	1200000
General Data			
Million b.t.u. used	5820	9500	6700
Fuel cost per million b.t.u. (cents)	142	186	90.50
Load factor	.....	72	56
Use factor	.....	58	43
B.t.u. per net kWh	14780	13820	15750
B.t.u. per gross kWh	14000	13200	14750
Unit Costs			
Total station cost, dollars per kVA	142	144	132
Equipment cost, dollars per kVA	101	89	71
Total fixed charge (15% basis) (cents per kWh)	0.476	0.442	0.424
Total production charges (cents per kWh)	0.275	0.310	0.232
Total cost per kWh (cents)	0.751	0.752	0.656

ative Large Power Stations in the United States

D	E	F	G	H	I	J
100000	250000	200000	300000	100000	100000	100000
2	4	5	5	2	2	3
8	16	19	11	8	6	8
600	325	300	375	600	350	300
725	690	700	690	720	690	700
One year	One year	One year	One year	One year	One year	One year
298000000	715000000	653000000	929000000	481000000	286000000	191000000
279000000	678000000	618000000	841000000	452000000	267000000	182000000
10600	13300	11300	13100	13800	13700	13700
162	352	225	245	48	63	98
0.271	0.325	0.224	0.229	0.143	0.251	0.418
0.076	0.086	0.041	0.044	0.041	0.060	0.062
0.016	0.012	0.005	0.014	0.007	.....	0.006
0.003	.....	0.037	.....	.....	.....	0.003
0.366	0.423	0.307	0.287	0.191	0.311	0.489
0.005	0.008	0.0032	0.005	0.001	0.005	0.006
0.041	0.027	0.0241	0.023	0.012	0.016	0.02
0.006	0.009	0.0060	0.001	0.004	0.003	0.02
0.001	0.010	0.0032	Incl. above	0.003	0.001	0.008
0.003	0.001	.....	0.003	0.005	0.001	0.006
0.056	0.055	0.0365	0.032	0.025	0.026	0.060
.....	4000000	.....	1100000	80000	15000	30000
1400000	Incl. above	.....	1200000	2100000	550000	800000
2000000	10300000	.....	5300000	2200000	900000	1700000
1100000	Incl. above	.....	1200000	700000	400000	500000
2600000	20000000	.....	4800000	2100000	800000	2000000
500000	Incl. above	.....	2700000	700000	400000	800000
2000000	Incl. above	.....	5200000	2000000	1600000	2100000
Incl. above	Incl. above	.....	1000000	1200000	300000	500000
4200	11500	10820	13200	6500	4450	3000
171	191	134	154	96	151	212
43	40	46	53	55	44	40
39	30	36	34	54	44	26
15180	17000	16700	15700	14400	16600	19850
14200	16150	15800	14200	13500	15500	18800
130	127	121	81	115	81	112
90	71	...	55	70	40	80
0.592	0.436	0.613	0.431	0.458	0.341	0.768
0.422	0.478	0.343	0.319	0.216	0.337	0.549
1.014	0.914	0.956	0.750	0.674	0.678	1.317

mission facilities. In any appreciable load area, it is most economical to generate the energy where it is to be used. The trend in the large system is toward multiple generating plants with interconnection between them, thus, essentially, each large system is a group of small systems. In general it may be said that, for given service standards, transmission adds to the total cost of energy delivered on a large system and partly offsets the ecomomies gained through the use of large units for generating the energy. It should be kept in mind, however, that transmission makes possible the more economical use of installed capacity in the steam or hydro plants of the large system and this contributes directly to a decrease in generating costs.

7. Very little difference in the cost of distribution is had between the large and small system. Each large system is a group of local distribution areas and for a given service standard and load density the only inherent saving to be made by consolidating distribution systems is to standardize equipment and operation and possibly reduce the cost of supervision and engineering.

8. Great savings possible by the consolidation of utilities are found in finance, management and purchasing. For each dollar increase in gross revenue a utility requires from $4 to $5 of new capital and a consolidated or large property has found itself a better credit position to raise this capital cheaply and when desired, than has the very small utility property. There is however, a limit to the advantage thus gained in that, very frequently, a local but large metropolitan utility or a single large transmission system often can raise capital or make purchases as cheaply and as conveniently as the very large utility corporation composed of groups of systems.

Management economies have been found in a reduction in executive personnel and the development of unified policies for a large territory whereby generating plants, new industries and other regional projects can be handled to good advantage. Experience has shown that one responsible operating executive in a large utility corporation is necessary to each division or region, and that under him can be concentrated only sufficient personnel to operate the division. At the corporation head-quarters sales, construction, finance and policy can be handled by a small group of executives for all the divisions. This reduces the overhead per division and makes possible a better planned and co-ordinated system as a whole. No limits have as yet been determined for the magnitude of such a utility organization but it is reasonable to suppose that a limiting size will be found.

A chief asset to the large corporation is the stimulated growth of industry in the divisions of the property, the establishment of uniform sales and service policies and the maintenance of a uniform schedule for a construction company. A chief disadvantage is the lack of touch of corporation executives with the actual customers in the properties and the tendency to drift into a banker type of corporation directorate with hired managers on operating properties having limited influence in the establishment of polices and practices responsive to changed service needs.

Trends in Costs

Investment costs in fuel burning stations are influenced by the location of the plant, the foundation conditions, the load conditions and the opinions of station designers. The cost of foundations and substructure ranges from $ 2 to $ 21 per kVA with an average of about $ 12 for large stations. The superstructure varies from $ 10 to $ 40 per kVA with an average of $ 20. Foundation conditions largely influence the substructure costs and the type of architecture and plant location are influential elements in fixing superstructure costs.

The total cost of equipment in large fuel burning stations averages $ 70 per kVA of station capacity but the variation in this cost ranges from $ 50 to $ 105. The turbo-generators, condensers and accessories average about $ 20 as against an average $ 32 for boilers and their accessories including station piping. There is a wide variation in these costs however and an average figure has little meaning. One very marked difficulty found in determining station investment costs lies in the fact that accounting systems for power station costkeeping differ very greatly especially as to itemized costs. Thus, to the fact that cost-comparisons in themselves must be made with many qualifying factors, there is an added danger that differences in accounting systems will introduce appreciable errors.

It is encouraging to note, however, that the complete cost of large stations in metropolitan centers is not more than $ 100 per kW of capacity and the trend is down. In transmission systems under favorable conditions similar power stations are being built for about $ 80 a kW of station capacity. This lower cost is explained by a reduced cost of real estate, lower labor costs and a smaller investment in electrical equipment inside the power station.

Also it should be noted that small steam engines and turbines and small internal combustion engines have been improved greatly in thermal and mechanical characteristics so that the competition between the larger power system and an local generating plant is still keen. In all branches of the power art there is a gradual improvement in the thermal and economic aspects so that the future years should introduce more, cheaper and better power for the United States.

Use of Power in Manufacturing

The fact that electric power is available in all the sections of the United States is having a great influence on the present social and economic progress of the country. It is the availability of this power rather than its cost that influences the location and development of industrial plants in each market area. It is fortunate that fuel and hydro resources are found in nearly every market so that electricity can be had in all sections at approximately the same cost.

Industry in the United States is developing along three major lines:

1. A growth of new industries in each market area.

2. A relocation and growth of highly specialized industries in territories that offer economic advantages for manufacturing and for sales to a national and international market.

3. The breaking down into branch manufacturing plants for each market area of those industries largely devoted to mass consumption and production.

In a recent study of industry growth[1] it was shown that the reasons for the location of new industrial establishments ranked in order of importance as follows:

1. Markets.
2. Labor.
3. Transportation.
4. Materials.
5. Available factory building.
6. Personal reasons.
7. Power and fuel.
8. Cheap rent.
9. Near related industries.
10. Living conditions.
11. Financial aid.
12. Taxes.

It should be noted that these reasons vary for different sections but it is interesting to find that power is not ranked as one of the first three reasons. This bears out the statement that power is now available in all sections at about the same price and thus does not have a deciding influence on factory locations. In 1927 the price of power to large power customers was 1.36 cents per kWh as an average.

The large cities continue to have the greatest industrial growth — a major reason being the large number of "satellite" industries that exist in each city industrial area. But a strong trend is noted toward the location of branch factories and new industries in cities of 50000 to 100000 population.

In order of magnitude of plant gains it is found that textile and allied products rank first, food products second, paper and printing third, lumber products fourth and machinery products fifth. As has been stated this growth in number of plants in these classes of industry largely comes about through the establishment of plants in each market area of the country. These branch plants can take advantage of freight rates and quick delivery and are necessary to meet the competitive sales conditions for these products.

The number of manufacturing establishments using power decreased from 202529 in 1912 to 174118 in 1927 because of mergers and consolidations and the development of mass production plants. In this same period however the primary horsepower used in manufacturing increased from 22290899 to 39009940. The total electrical horsepower in these factories increased from 8823254 to 30330289 in this period. The electrical horsepower operated by energy produced in the factories increased from 4938530 to 11216700 in this period and the electrical horsepower operated by power purchased from utilities increased from 3884724 to 19122589 thus indicating that industry very largely has found it economical to purchase power. During the past five years, in

[1] Industrial Development in the United States and Canada 1926—27. National Electric Light Association and Metropolitan Life Insurance Co.

fact, practically all the growth in electric power used in industry had been accompanied by the purchase of the necessary power.

Electric power costs are fixed by the type of load, the demands of the load, the energy consumption, local utility production costs, the competitive price fixed by the cost of a factory producing its own power and by certain elements of tradition and value of service. The cost of power in per cent of total manufacturing cost varies from a fraction of a cent to 30 or 40% in electro-chemical and electro-metallurgical industries. Data are not available on a national basis for the energy consumption of industry groups or for the cost of purchased power.

Table 7. Significant Data on Manufacturing in the United States. U. S. Census.

	1914	1919	1923	1925	1927
Primary horsepower per wage earner	3.2	3.2	3.7	4.2	4.7
Wages per primary horsepower, dollars	181.0	300.0	303.0	300.0	278.0
Value added by manufacture per wage earner	$ 1328.0	$ 2750.0	$ 2970.0	$ 3340.0	$ 3310.0
Value of product per wage earner	$ 3400.0	$ 5700.0	$ 7000.0	$ 7500.0	$ 7500.0
Number of manufacturing plants using power ...	202520	222042	178415	167533	174118
Total primary horsepower installed	22209809	29323653	33092222	35766944	39009940
Primary horsepower per establishment	110	131	192	213	224
Motors operated by plant power, h.p.	4938530	6968950	8821403	10254658	11216700
Motors operated by purchased power, h.p. ...	3884724	9282541	13364208	15804088	19122589
Number of electrical motors	768825	1469083	2041870	2495950	2942485
Non-electrical power used in plants, h.p.	13407645	13072162	10906521	9647548	8670651

The accompanying tabulations of typical industrial plants in the several sections of the country give a fair cross-section of load factor power uses and power costs. It will be noted that the majority of manufacturing plants pay from one to two cents per kWh for energy especially those in which the cost of power is only one to two per cent of the total manufacturing cost. It will also be noted that any given industry for the same load conditions pays about the same price for power irrespective of location in the major market sections of the country. Under very favorable conditions power may be purchased for less than one cent per kWh.

An analysis of industry shows that the growth of certain industry groups in a particular territory was governed largely by other factors than power costs. Notable exceptions may be found in the develop-

ment of electro-chemical industries at Niagara Falls and near Charleston, West Virginia and the location of aluminium and other metallurgical production plants at locations where cheap power was available. But

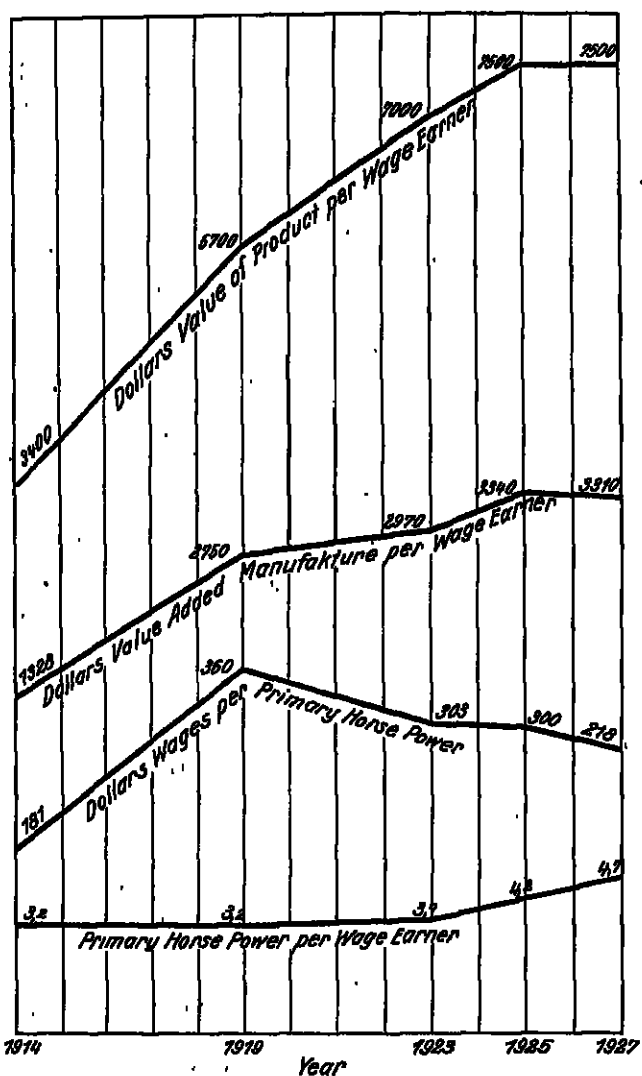


Fig. 3. Significant Results of Power Use in Manufacturing in the United States — U. S. Census.

the growths of the brass industry in Connecticut, of the automobile industry in Michigan and of the textile industry in New England and in the South were governed largely by other factors than power costs.

Table 8. Typical Industrial Loads and Power Costs in the United States.

Industry	Plant Location	Annual kWh	Maximum Demand, kW	Ave. Power Cost, Cents	Per Cent of Mfg. Cost
Cement	New England	13000000	4000	0.80	10.0
,,	Southwest	13800000	3400	1.04	10.0
,,	South	3000000	900	1.00	5.0
,,	Middle West	15000000	2000	0.96	4.0
,,	South	10500000	2300	1.01	0.1
,,	Middle Atlantic	20000000	1400	0.86	20.0
,,	,, ,,	8000000	1500	1.05	20.0
,,	Middle West	12000000	2700	0.84	5.0
,,	South	40000000	10500	0.82	—
,,	,,	10000000	3000	0.82	8—9
Textile	,,	5700000	2300	1.08	4.5
,,	New England	400000	175	1.78	1—1.5
,,	,, ,,	750000	250	1.74	1—1.5
,,	South	11000000	2200	1.00	5.0
,,	,,	21000000	5500	1.00	5.0
,,	Middle West	400000	120	1.58	—
,,	South	11000000	2300	1.03	1.0
,,	,,	10000000	2700	1.04	1.0
,,	Middle Atlantic	8000000	3000	1.41	5—6
,,	,, ,,	2000000	550	1.58	5—6
,,	,, ,,	5000000	1500	1.21	5—6
,,	New England	4000000	1000	1.50	—
,,	,, ,,	2000000	1100	1.72	—
,,	Middle Atlantic	3000000	1000	1.43	5—6
,,	,, ,,	800000	300	1.94	5—6
,,	,, ,,	600000	175	1.76	5—6
,,	,, ,,	400000	125	2.03	5—6
,, (188)[a]	,, ,,	43000000	16000	2.16	—
,,	South	200000000	60000	0.94	—
,,	,,	10000000	2500	1.05	0.5
,,	,,	8000000	2000	1.27	1.3
Paper Products	New England	35000000	7500	1.00	2.5
,, ,,	Middle West	6800000	1500	1.13	1.0
,, ,, (21)[a]	,, ,,	36000000	6700	1.46	1—10
,, ,,	Middle Atlantic	1000000	300	1.58	8—10
,, ,,	,, ,,	15000000	2500	0.98	7
,, ,,	,, ,,	12000000	2000	0.95	8
,, ,,	,, ,,	400000	150	1.79	9
,, ,,	,, ,,	1500000	400	1.07	8—10
,, ,,	,, ,,	2000000	500	1.21	8
,, ,,	South	2500000	600	1.09	12.0
,, ,,	,,	20000000	4400	0.80	0.8
,, ,,	Pacific	5500000	2000	0.94	15.0
Printing	New England	150000	100	1.64	1.0
,,	Southwest	700000	275	1.51	1—1.5
,,	Middle West	4500000	1000	1.14	1.0
,,	,, ,,	14000000	4000	1.50	1.5
,,	Middle Atlantic	500000	300	1.95	2.0
,,	Middle West	800000	200	1.70	—
,,	Middle Atlantic	2000000	800	2.72	0.8
,,	,, ,,	300000	100	3.06	1.35
,,	New England	1000000	300	1.83	2.5

[a] Group of customers.

Table 8. Typical Industrial Loads and Power Costs in the United States. (Cont.)

Industry	Plant Location	Annual kWh	Maximum Demand, kW	Ave. Power Cost, Cents	Per Cent of Mfg. Cost
Printing (18)[a]	Middle West	25000000	7500	1.57	—
Ice Mfg.	New England	1100000	25	1.26	5
" "	Southwest	10000000	2500	1.16	5
" "	South	3000000	550	1.14	50
" " (66)[a]	Middle West	94000000	28000	0.94	—
" "	Middle Atlantic	5500000	1400	1.06	8
" " (60)[a]	" "	55000000	8500	1.41	—
" "	South	20000000	5000	1.37	—
Metal Working	New England	2000000	700	1.5	—
" "	" "	3000000	1100	1.43	—
" "	" "	2500000	800	1.41	1.25
" "	" "	1500000	750	1.85	2.0
" "	Southwest	900000	350	1.57	—
" "	"	1500000	600	1.30	—
" "	"	30000000	10000	0.99	—
" "	"	900000	400	1.03	—
" "	South	2200000	700	1.05	11.0
" "	"	400000	225	1.77	11.0
" "	"	2000000	550	1.08	1.0
" "	"	1200000	1000	1.98	1.0
" "	New England	700000	—	2.25	—
" "	" "	4000000	1000	1.50	—
" "	" "	1500000	450	2.24	—
" "	" "	2000000	850	1.91	—
" "	" "	12500000	3000	1.48	1—2
" "	Middle West	58000000	18000	1.33	10
" "	" "	23000000	5000	1.24	—
" "	" "	2000000	950	1.82	1.0
" "	South	1400000	400	1.75	—
" " (10)	Middle West	300000000	90000	1.05	—
" "	Middle Atlantic	5300000	1600	1.36	10
" "	" "	4000000	1400	1.33	10—12
" "	" "	12000000	2500	1.01	12
" "	South	12000000	7000	1.88	—
" "	"	4000000	1500	1.31	1.0
" "	"	1400000	1000	2.70	3.0
" "	Pacific	1500000	700	0.95	3.0
" "	"	2000000	1000	1.15	1.75
Steel	South	2000000	1800	1.03	16.0
"	Middle Atlantic	16000000	5700	0.98	3.0
"	" "	4000000	1300	1.3	3.5
"	" "	35000000	10000	1.12	—
"	" "	600000	400	2.2	0.06
"	" "	30000000	22000	1.54	—
"	" "	1200000	400	1.11	5
"	" "	1200000	500	1.06	6
"	" "	800000	300	1.85	7
"	" "	14000000	4200	1.08	10
"	" "	24000000	5500	0.94	11
"	" "	14000000	3500	1.05	12

[a] Group of customers.

Table 8. Typical Industrial Loads and Power Costs in the United States. (Cont.)

Industry	Plant Location	Annual kWh	Maximum Demand, kW	Ave. Power Cost, Cents	Per Cent of Mfg. Cost
Steel	Middle Atlantic	2000000	650	1.46	10
" (10)[2]	" "	50000000	15000	1.52	—
" (166)[2]	" "	85000000	32000	1.90	—
"	Pacific	10000000	3000	0.88	9
Leather Goods	New England	350000	150	1.88	1.0
" " (5)[2]	Middle West	4000000	2000	1.83	—
" " (22)[2]	Middle Atlantic	8500000	3000	2.05	—
" "	New England	`1200000	600	1.77	3.0
" "	" "	200000	100	2.54	1.5
Granite, Slate	New England	425000	350	2.0	2.0
" "	" "	1300000	500	1.04	1.5
" "	South	300000	200	2.02	5.0
" "	"	7500000	2500	1.01	5.0
" "	"	1900000	400	1.00	7.0
" "	Middle Atlantic	400000	350	1.76	20.0
" "	New England	800000	350	1.85	—
Small Mfg.	New England	875000	150	1.05	1.0
" "	" "	325000	200	1.65	1.5
" "	" "	1300000	400	1.52	4.0
" "(200)[2]	Middle West	140000000	40000	1.65	—
" "	Southwest	700000	350	1.6	—
" "	"	400000	400	2.06	—
" "	"	700000	300	1.41	10
" "	South	1800000	700	1.07	4
" "	"	800000	300	1.32	4
" "	"	6000000	1200	1.00	6
" "	New England	1800000	400	1.5	10
" "	" "	5800000	1400	1.67	—
" "	" "	600000	—	2.3	—
" "	" "	7000000	2200	1.57	—
" "	Middle West	1300000	225	1.39	1,0
" "	" "	3700000	1250	1.12	—
" "	" "	350000	150	2.3	—
" "	" "	500000	225	2.15	—
" "	South	1500000	525	1.06	—
" "	"	175000	90	2.7	8.75
" "	"	1800000	550	1.47	5.0
" "	"	650000	300	2.0	48.0
" "	"	350000	200	2.46	1.8
" "	"	600000	140	1.75	7.5
" "	"	3600000	800	1.08	0.7
" " (16)[2]	Middle West	23000000	9200	1.49	—
" " (5)[2]	" "	4200000	1800	1.69	—
" " (4)[2]	" "	5000000	2000	1.76	—
" " (3)[2]	" "	2000000	900	2.11	—
" " (11)[2]	" "	13000000	4600	1.09	—
" "	Middle Atlantic	1200000	500	1.5	—
" "	" "	6500000	1800	1.11	—
" "	" "	7000000	3000	1.35	—
" "	" "	6000000	1800	1.29	—
" "	" "	2000000	500	1.55	—

[2] Group of customers.

Table 8. Typical Industrial Loads and Power Costs in the United States (Cont.)

Industry	Plant Location	Annual kWh	Maximum Demand, kW	Ave. Power Cost, Cents	Per Cent of Mfg. Cost
Small Mfg.	Middle Atlantic	3 000 000	500	1.14	—
" "	" "	600 000	200	1.83	—
" "	Pacific	2 000 000	800	0.95	3.0
" "	"	1 000 000	500	1.27	2.0
Chemicals	Southwest	700 000	300	1.41	8.0
"	Middle West	16 700 000	2 600	1.08	6.0
" (4)[a]	" "	7 800 000	1 500	1.05	—
" (4)[a]	" "	13 000 000	3 600	1.18	—
" (6)[a]	" "	15 000 000	3 500	1.12	—
" (4)[a]	" "	3 000 000	1 000	1.73	8.0
"	Middle Atlantic	3 000 000	500	1.05	5.0
"	" "	4 000 000	750	1.25	—
"	" "	6 000 000	2 300	1.17	—
"	" "	3 000 000	600	1.37	8.0
" (73)[a]	" "	40 000 000	11 000	1.82	—

A few years ago there was a decided differential in the cost of power in several market areas of the United States but this has been eliminated very largely by the utility developments and it is reasonable to assume

Table 9. Typical Power Customer Costs and Load Factors in the United States

Business	Number of Customers	kWh/Year	Max. Demand	Cents per kWh	Load Factor
Food Products	38	140 000 000	30 000	0.94	53.0
Metal Working	72	300 000 000	91 000	1.05	38.0
Manufacturing	87	140 000 000	47 000	1.38	34.0
Office Buildings	89	140 000 000	50 000	1.74	31.0
Printing	23	40 000 000	11 500	1.54	39.0
Refrig. & Ice	85	120 000 000	35 000	0.98	38.0
Hotels and Apt's.	97	115 000 000	37 000	1.04	35.0
Metal Working	166	85 000 000	31 000	1.90	30.0
Textiles	188	40 000 000	15 000	2.16	31.0
Refrig. & Ice	60	55 000 000	9 000	1.41	62.0
Food Products	28	10 000 000	3 000	2.02	39.0
Metal Working	19	50 000 000	15 000	1.52	38.0
Chemicals	73	40 000 000	10 000	1.82	43.0
Paper Prod.	21	36 000 000	6 800	1.46	62.0
Paints	28	11 000 000	3 500	2.11	35.0
Leather Prod.	22	8 500 000	3 000	2.05	31.0
Water Works	36	17 000 000	3 500	1.70	54.0
Rubber	36	43 000 000	14 000	1.71	35.0

[a] Group of customers.

that the present conditions will continue in the future. Thus markets, labor, raw material and other elements will govern future industrial growth rather than any restriction in the supply of electric power or in the cost of this power.

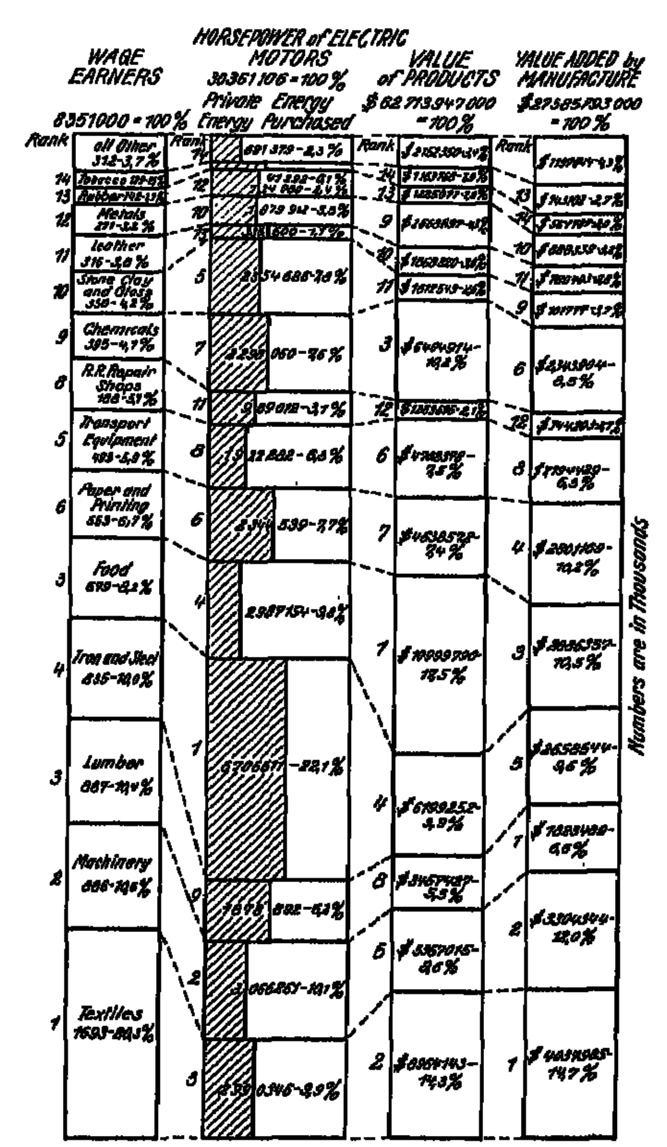


Fig. 4. A Cross—section of Industries in the United States — U. S. Census 1927.

Zusammenfassung

Von 1900 bis 1928 stieg die Anwendung mechanischer Kraft in den Vereinigten Staaten von 47000000 PS auf 1000000000 PS. Dieser große Aufschwung hat die Entwicklung des Landes sowohl in sozialer wie auch in industrieller Beziehung sehr beeinflußt, wie aus der wirtschaftlichen Statistik zu ersehen ist. Abgesehen

Table 10. Typical Industry Groups in the United States Showing Fuel and Power Costs in Comparison with other Costs of Manufacture. U. S. Census, 1927.

Industry	Number of Plants	Wages and Salaries ($ 1000)	Materials and Supplies ($ 1000)	Fuel and Power ($ 1000)	Value of Product ($ 1000)	Fuel and Power per Cent of Value of Products
Canning	2773	92171	392210	5866	637428	0.92
Cement and Concrete	2330	32359	32530	1382	93259	1.47
Fertilizers	621	16585	135368	2774	190384	1.43
Furniture	3229	207040	378875	10513	879706	1.20
Glass	269	95205	79441	30470	282394	10.80
Lime	260	15400	9690	7579	41587	18.00
Marble, Slate	1978	85209	60774	5553	201181	2.77
Lumber Products	4561	168599	314150	7292	581633	1.25
Washing Machines	75	14000	33071	556	74951	0.74
Sewing Machines	41	19000	16054	726	45221	1.60
Paper Pulp	710	164092	512035	59849	919891	6.50
Ice Mfg.	3159	47302	11532	29282	184794	15.80
Meat Packing	1250	216224	2640000	23420	3057000	0.76
Soap	256	30000	168000	4178	287050	1.45
Sugar Refining	21	21500	543386	8207	597445	1.37
Textile Machines	367	47300	34583	1597	116921	1.37
Tin Cans	236	42309	167028	2393	253478	0.94
Beverages	500	14274	49414	1676	107219	1.56
Brooms, Brushes	394	5431	9000	165	18444	0.90
Buttons	229	11609	10645	592	29130	2.03

von ortsbeweglichen Kraftmaschinen wird die meiste Kraft geliefert von den Zentralen und den Kraftwerken der Fabriken.

In 1928 wurden in den Zentralen mehr als 82000000000 kWh erzeugt. Diese Energie kommt in allen Landesteilen zu weiter Verbreitung, so daß Industrien in jedem derselben zu annähernd gleichem Preis elektrische Kraft beziehen können. Diesen Umstand ermöglicht die industrielle Entwicklung derart, daß Rohstoffe an Ort und Stelle verarbeitet werden können.

Billiger Strom kann aus großen Kraftwerken durch beste Brennstoffwirtschaft und bei günstigem Belastungsfaktor des Kraftwerkes geliefert werden. Der Plan regionaler Krafterzeugung findet Anklang. Aus wirtschaftlichen Überlegungen ergibt sich eine Entwicklung der Stromlieferung aus mehreren Werken und nicht aus einer einzigen übergroßen Zentrale. Die Brennstoffkosten betragen 50 bis 80% der gesamten Erzeugungskosten in großen Zentralen, deren Bau auf etwa $ 100/kW kommt.

Der Mehrverbrauch an Kraft für Fabriken wird heute meistens durch Kauf bezogen. Die installierte Kraft pro Arbeiter ist seit 1914 von 3,2 PS auf 4,7 PS im Jahre 1927 gestiegen.

Die Statistik von vielen Industrien in allen Teilen der Vereinigten Staaten zeigt, daß die elektrische Energie in fast allen Gegenden östlich vom Mississippistrom zu 1 bis 2 cents/kWh zu kaufen ist. In den meisten Industrien sind neben den Lohnkosten, Transportkosten und Rohstoffen die Kraftkosten nur ein kleiner Teil der Herstellungskosten.

Man glaubt, daß in den nächsten Jahren keine merkbare Verringerung in den Kosten der Energie zu erwarten ist; die Verwendung von Kraft wird bedeutend gesteigert werden durch weitere Zunahme des Stromverbrauches.

Schweden

Die Einführung von Wechselstrom in Stockholm

Schwedisches Nationalkomitee

Ing. N. Forssblad

Die Verteilung niedergespannter Energie hat in Stockholm bis jetzt fast ausschließlich mit Gleichstrom 2 × 220 V stattgefunden. Die Primärenergie wird in eigenen Werken — Wasserkraftwerk Untra am Dalälven und Dampfkraftwerk Värtan an der Stadt — erzeugt. Diese Kraftwerke sind für 25periodischen Drehstrom gebaut worden. Die Verteilung zu den verschiedenen Umformerwerken und zu den Hochspannungsabnehmern geschieht von Värtan aus durch 6-kV-Kabel.

Vor einigen Jahren wurden die Systemfragen des Elektrizitätswerkes durch eine vom Verwaltungsrat des Werkes berufene Kommission behandelt. Mitglieder dieser Kommission waren außer dem jetzt verstorbenen Professor *Rossander* die Herren *T. Holmgren*, *Ch. Hässler*, Professor *A. Lindström* und Dr. *Passavant* aus Berlin. Der Bericht der Kommission, der im Herbst 1927 vorlag, schlägt die Einführung der Periodenzahl 50 für Neuanlagen vor und empfiehlt ferner die Einführung einer Verteilung von niedergespanntem Wechselstrom in gewissem Umfange, vor allem in den Vororten. Diese Verteilung sollte mit Drehstrom 220/127 V erfolgen, weil die Unfallstatistik in Schweden sehr zu ungunsten der sonst zu wählenden Spannung 380/220 V spricht. Die Lampenspannung wurde zu 220 V gewählt, die Lampen sind somit zwischen den Phasenleitungen anzuschließen. Die Verteilungsanlagen sollten doch derart gebaut werden, daß ein zukünftiger Übergang auf 380/220 V ohne Umbau möglich sei. Die Vorschläge der Kommission wurden von der Direktion des Werkes befürwortet und vom Verwaltungsrat genehmigt.

Es sind jetzt in Stockholm verschiedene Neuanlagen für 50 Hertz fertiggestellt worden. Die 50periodische Verteilung von Värtan geschieht hauptsächlich durch ein neuverlegtes Kabelnetz für 30 kV. An einige der Unterwerke sind Transformatoren für 30/6 kV aufgestellt. Es wird danach gestrebt, das Kabelnetz soweit wie möglich aufgeteilt zu treiben. Kabel und Transformator werden normalerweise als eine Einheit behandelt, eine Verkupplung von 30-kV-Kabeln an der Hochspannungsseite eines Unterwerkes wird soweit möglich vermieden.

Der Relaisschutz wird hierbei sehr einfach, die Einwirkung einer etwaigen Störung wird voraussichtlich zu einem ziemlich kleinen Teil der Anlage begrenzt.

Auf der 6-kV-Seite der neuen Teile der Unterwerke sind durch Drosselspulen aufgeteilte Sammelschienen vorgesehen, die teils für etwa neue synchrone Motorgeneratoren für das Gleichstromnetz, teils für die Abzweigung von 6-kV-Kabel für die niedergespannte Wechselstromversorgung verwendet werden. Die Spannungsregulierung erfolgt durch die Synchronmotoren, eine spätere Verwendung von Stufenregulierung an den Transformatoren muß aber ins Auge gefaßt werden, besonders falls Gleichrichter für Licht und Kraft eingeführt werden sollen.

An die Wechselstromverteilung in der inneren Stadt wurde die Forderung gestellt, daß die Betriebssicherheit derjenigen der bisherigen Gleichstromverteilung wenn irgend möglich ebenbürtig sein sollte. Dieses ist keine leichte Aufgabe, weil die Gleichstromverteilung in Stockholm in den größten Teilen der Stadt überhaupt ohne Unterbrechungen seit dem Inbetriebsetzen der Netze gearbeitet hat. Die Niederspannungsleitungen müssen deshalb über mindestens zwei unabhängige Wege gespeist werden, um auch kurzzeitige Unterbrechungen in der Stromzufuhr zu vermeiden.

In U.S.A. sind in den letzten Jahren mehrere Wechselstromnetze in den großen Städten eingeführt worden. Diese Netze werden durch Transformatoren gespeist, die über das Netz verteilt meistens in Straßengruben aufgestellt werden und über automatische Niederspannungsschalter in das Netz speisen. Die Transformatoren werden wechselweise an Hochspannungskabel angeschlossen, die von unabhängigen Stromquellen gespeist werden. Eine Außerbetriebsetzung eines solchen Kabels nebst angehängten Transformatoren wird keine Betriebsstörung im Niederspannungsnetze herbeiführen, weil die Transformatorenstationen als gegenseitige Reserve dienen.

Eine solche Anordnung läßt sich in U.S.A. leicht durchführen, weil die Kabel immer in Rohren in den Straßen eingezogen werden und deswegen ohne Mehrkosten einzeln verlegt werden können. In Europa, wo die Kabel in den Straßen eingegraben werden, ist dieses nicht der Fall. Die Verlegungskosten sind wenigstens in Stockholm, wo der Kabelgraben manchmal in Felsen eingesprengt werden muß, derart hoch, daß es in den meisten Fällen ausgeschlossen ist, einzelne Hochspannungskabel zu verlegen. Für die Versorgung des Niederspannungsnetzes ist deswegen damit zu rechnen, daß mindestens zwei Kabel gleichzeitig verlegt werden. Bei dieser Anordnung ist es zweckmäßig, auch zwei Transformatoren in jeder Station zu verwenden, die je zu einem der Kabel angeschlossen werden und als Reserve füreinander dienen. Diese Anordnung wird auf alle Fälle für die erste Versorgung eines kleineren Gebietes gewählt. Später wird es in manchen Fällen vorteilhaft sein, auch Stationen mit nur einem Transformator einzurichten, die als Stütztransformatoren eines Netzes dienen sollen. Dieses wird besser erläutert durch unsere Pläne für die Versorgung eines Gebietes im Geschäftsbezirk der Stadt.

An zwei Punkten in ziemlich großer Entfernung, wo große Geschäftshäuser neugebaut werden bzw. Möglichkeiten zu einer erheblichen Entlastung des Gleichstromnetzes vorhanden sind, werden in diesem Jahre Transformatorenstationen mit je zwei Transformatoren eingerichtet. Zwischen diesen Stationen werden durch belebte Geschäftsstraßen teils Niederspannungskabel, teils zwei Hochspannungskabel verlegt. Sollten jetzt große Abnehmer an diesen Straßen mit Wechselstrom versorgt werden, wird es meistens möglich sein, im Keller des Abnehmers einen Transformator aufzustellen, dessen Hochspannungsseite mit einem der 6-kV-Kabel verbunden wird und dessen Niederspannungsseite an das Niederspannungsnetz angeschlossen wird. Der Abnehmer soll hierbei sowohl vom Transformator als vom Netz versorgt werden können und hat somit vollständige Reserve. Solche Stütztransformatoren sollen selbstverständlich wechselweise an den beiden Hochspannungskabeln angeschlossen werden, um den Betrieb beim Ausfall eines Kabels ohne Störungen aufrechthalten zu können. Für den Anschluß eines solchen Transformators sind selbstverständlich keine großen Kabelarbeiten erforderlich. Nach menschlichem Ermessen werden auch die jetzt verlegten Kabel für absehbare Zeit für die Versorgung der in Frage kommenden Straßen genügen.

Das beigefügte Schaltbild zeigt die grundsätzliche Anordnung der Wechselstromversorgung in Stockholm. Es sind zwei Unterwerke eingezeichnet, die durch 30-kV-Kabel vom Kraftwerk gespeist werden und als Stützpunkte für die Wechselstromversorgung dienen. Die Netztransformatorenstationen, welche zwischen den Unterwerken liegen, versorgen die Geschäftsviertel. In diesen Bezirken können freistehende Transformatorenhäuser nur in Ausnahmefällen gebaut werden, die Transformatoren sind deswegen in Kellern aufzustellen. Bei dieser Anordnung wurde die Verwendung von Hochspannungsölschaltern mit Rücksicht auf die Brandgefahr oder wenigstens auf die Brandversicherungsverhältnisse zunächst als unerläßlich betrachtet. Aus Gründen der Betriebssicherheit könnten die Schalter aber weggelassen werden, weil doch die Kabel bzw. Transformatoren als Reserve für einander dienen und der eine Kabelstrang ohne weiteres wenigstens für einige Stunden außer Betrieb gestellt werden kann. Es besteht aber hierbei größere Gefahr für das Entstehen eines Transformatorenfeuers als wenn die Transformatoren durch unmittelbar vorgekuppelte Ölschalter geschützt werden. Die Folgen eines Transformatorenfeuers im Keller eines großen Geschäftshauses sind kaum zu überblicken, im eigenen Gebäude kann der Transformator ruhig abbrennen. Da die Kosten der Schalteinrichtungen größer sind als die Kosten des Transformators und die Wahrscheinlichkeit eines Transformatorfehlers ziemlich gering ist, sind deswegen die Hochspannungsschalter in den Teilen der Stadt, wo die Transformatoren in besonderen Häusern aufgestellt werden können, weggelassen, in den anderen Stadtteilen werden sie wie vorher angegeben, wenigstens vorläufig beibehalten.

Bei der Ausführung ohne Schalter werden die beiden Kabelschleifen je zu einem ölgefüllten Kasten geführt, von welchem ein Kabel für den

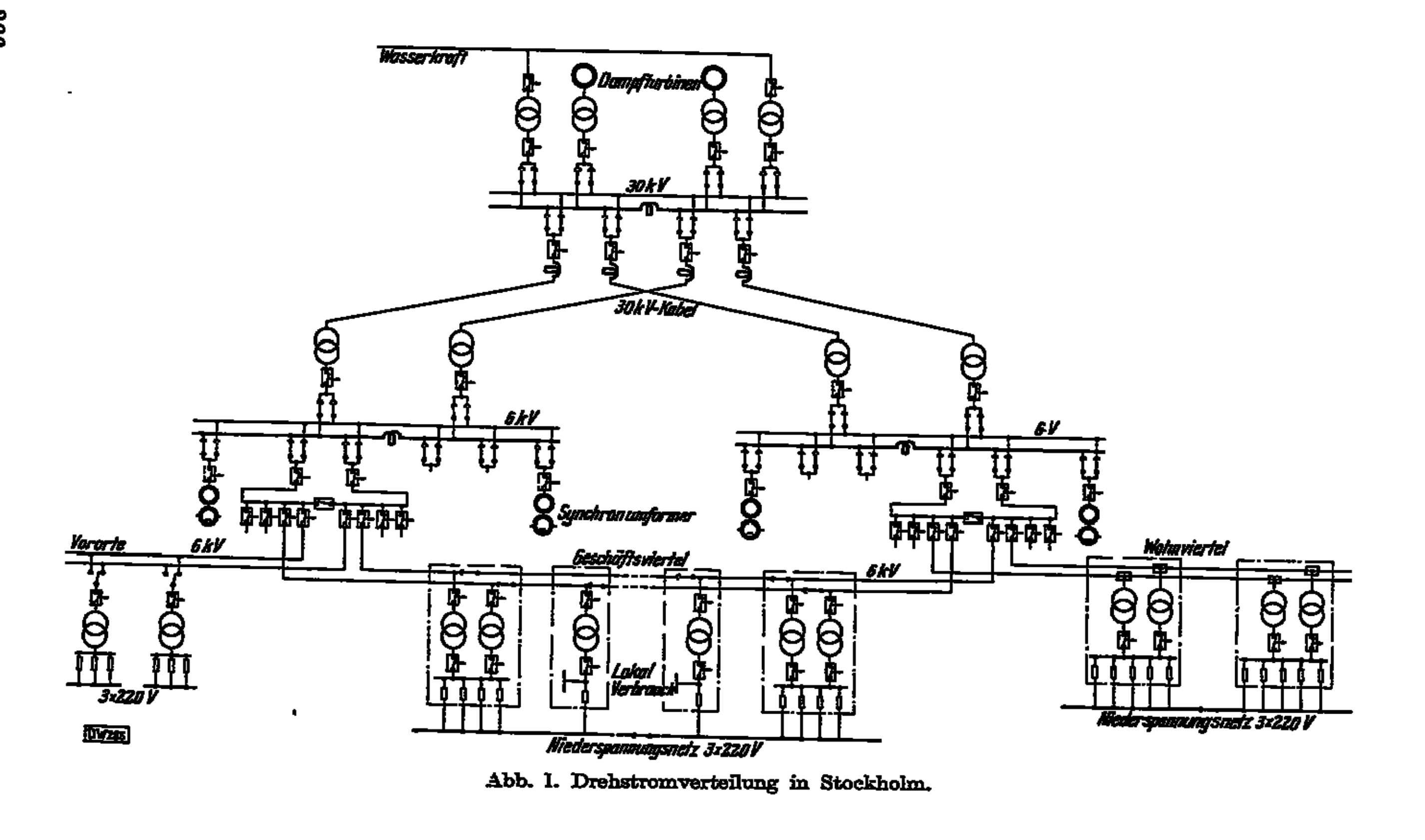


Abb. 1. Drehstromverteilung in Stockholm.

Transformator abgezweigt wird. Die Transformatoren sind hochspannungsseitig mit Kabelendverschlüssen versehen. Wo eine Hochspannungsschaltanlage vorgesehen ist, wird immer die gekapselte Ausführung gewählt. Der Raumbedarf wird hierdurch verkleinert, ferner ist die Betriebssicherheit größer und die Personengefahr auf ein Minimum gebracht. Auf der Niederspannungsseite eines jeden Transformators ist ein Luftschalter vorgesehen, der bei Rückstrom anspricht. Es werden für die Netzstationen im Inneren der Stadt Transformatoren von nur zwei Größen, 250 und 500 kVA, aufgestellt. Für die Außenbezirke, wo die Stromversorgungsanlagen selbstverständlich etwas einfacher ausgebildet werden können, werden von außen zugängliche Blechhäuser verwendet, die je einen Transformator zu 100 kVA enthalten.

Es ist nicht möglich, ein Wechselstromnetz von zwei Stromquellen zu speisen, ohne daß die beiden Quellen parallel arbeiten. Diese Parallelschaltung kann über Drosselspulen und Transformatoren erfolgen. Im Schaltbild sind Drosselspulen zwischen den Sammelschienengruppen sowohl im Kraftwerk wie in den Unterwerken eingezeichnet. Wahrscheinlich wird es aber zweckmäßig sein, wenigstens unter gewissen Verhältnissen, mit getrennten Sammelschienen im Kraftwerk zu fahren. Der Ausgleich erfolgt dann in den Drosselspulen im Unterwerk, was mit den neuesten amerikanischen Anschauungen, gekennzeichnet durch die Worte „synchronizing at the load“, übereinstimmen würde. Eine weitere Verschiebung des Ausgleiches zu den Netztransformatoren läßt sich wohl kaum durchführen. Deswegen werden die beiden Kabel, die zusammen eine Reihe von Netzstationen speisen, von demselben Abschnitt der Sammelschienen gespeist.

Die technische Ausführung der Anlagen für Wechselstromversorgung sind oben erläutert. Es dürfte von Interesse sein, auch die Möglichkeiten zur Einführung dieser Stromart zu behandeln.

Aus dem Bericht der vorher erwähnten Komission geht deutlich hervor, daß eine Umschaltung der jetzt mit Gleichstrom versorgten Stadtteile auf Wechselstrom unter keinen Umständen wirtschaftlich ist, hauptsächlich wegen der großen Kosten für die Umänderung der vorhandenen Installationen und für den Austausch von Motoren und Apparaten. Es ist hierbei darauf Rücksicht zu nehmen, daß in Stockholm fast alle Häuser elektrifiziert sind.

Eine vollständige Umschaltung der verschiedenen Stadtbezirke verbietet sich also der hohen Kosten wegen. Dieses gilt im Durchschnitt. In einzelnen Fällen, wo der Stromverbrauch im Verhältnis zu den Umstellungskosten erheblich ist, wie bei verschiedenen Geschäften, lohnt sich die Umschaltung. Im allgemeinen muß aber, wie die Verhältnisse in Stockholm liegen, die Einführung von Wechselstrom mit dem Neubau bzw. der Umwandlung der Stadt Schritt halten. Ein Anschluß aller Neubauten an Wechselstrom läßt sich aber nicht durchführen. Erstens müßte dabei in kurzer Zeit ein Wechselstromnetz über die ganze Stadt verlegt werden, eine Maßnahme, die einen sehr großen Kapitalaufwand verlangen würde, der erst nach Jahren verzinst werden könnte. Zweitens würde eine große Vermischung von Gleichstrom

und Wechselstrom erfolgen, welche besonders in den Wohnbezirken eine ziemlich große Unannehmlichkeit für die Stadteinwohner herbeiführen würde. Bei Umzug zwischen Wohnungen mit verschiedener Stromart müssen unter anderem sowohl netzangeschlossene Rundfunkgeräte wie Quarzlampen umgetauscht werden, Geräte, die hier in großem Umfange verwendet werden. Auch für das Elektrizitätswerk ist eine Einheitlichkeit von Wert.

Man hat sich deswegen entschlossen, für die Wohnhäuser möglichst einheitliche Grenzen zwischen den beiden Stromarten zu halten. Die alten Wohnviertel sollen vom Wechselstrom unberührt bleiben. Dieses ist auch an und für sich aus Gründen der Wirtschaftlichkeit richtig, weil diese Gebiete ziemlich vollgebaut sind. Neu erschlossene Gebiete außerhalb dieser Stadtteile erhalten Wechselstrom, ferner werden selbstverständlich sämtliche neue Installationen in der ganzen Stadt derart ausgeführt, daß eine spätere Umschaltung ohne erhebliche Änderungen möglich ist.

In den Geschäftsvierteln in der Mitte der Stadt herrscht gegenwärtig eine rege Umbautätigkeit. Diese Bezirke enthalten zum größten Teil ältere Wohnhäuser, die meist für Geschäftszwecke verwendet werden und in großem Umfange den Neubauten weichen müssen. Bei einer solchen Neugestaltung wächst der Kraftbedarf auf das Mehrfache, es ist gleichzeitig möglich, ohne Kosten für das Elektrizitätswerk eine Wechselstrominstallation zu erhalten. Die Erweiterung des Gleichstromnetzes im Inneren der Stadt stellt sich auch immer schwieriger, weil die Straßen mehr und mehr für Leitungen verschiedener Art in Anspruch genommen werden und auch mit Belegung aus Gußbeton und desgleichen ausgeführt werden, was selbstverständlich ein großes Hindernis für die Verlegung neuer Kabel darstellt. Die Einführung von Wechselstrom bringt deswegen besonders in den Geschäftsvierteln große Vorteile, die sich kaum ziffermäßig bewerten lassen. In solchen Bezirken wird in Stockholm ganz von Grenzen abgesehen, es werden ohne Rücksicht darauf solche Neubauten für Geschäftszwecke mit Wechselstrom versorgt, die ohne allzu große Anlagekosten angeschlossen werden können. Es ist auch vorgesehen, in den Hauptstraßen, wo die Einführung einer festen Belegung bevorsteht, Hochspannungs- und Niederspannungskabel zu verlegen, ohne daß zunächst ein Bedarf an Wechselstrom an der Straße vorliegt. Es wird dabei etwa dasselbe gewonnen, wie die Amerikaner mit ihren „conduits" erreichen, nämlich das Vermeiden wiederholter Aufgrabung der Straßen.

Falls die gegenwärtigen Pläne ausgeführt werden, wird die Stadt Stockholm in elektrischer Hinsicht ziemlich bald das folgende Bild zeigen.

Innen ein Kern von Gleichstrom und Wechselstrom vermischt, doch in den Wohnhäusern nur Gleichstrom.

Außerhalb dieses Kerns zunächst ein Ring von Wohnhäusern mit Gleichstrom.

Dann ein Vorortring von Wechselstrom.

Summary

An account is given of the new 3-phase, 3 × 220 V., underground, light and power distribution system that has been recently introduced in Stockholm. The new networks are supplied from two primary feeder systems. The switches on the 6 kV side of the network transformers are omitted in some cases; where switches are used, the installation is of the ironclad type.

As a rule the alternating current system is installed only on new or rebuilt premises. With respect to the residential quarters the areas served by direct current and alternating current are strictly defined, though the a. c. system is installed in all large business houses and similar buildings irrespective of the system prevailing in the particular area.

United States of America

Electric Power in California, its Engineering, Economic, and Social Aspects

American Committee

Robert Sibley

On the far western coast of the United States of America, along the shores of the Pacific Ocean, three thousand miles from the great commercial and financial centers of the United States, such as Boston, New York and Philadelphia, is located the Commonwealth of California, the second largest state in the United States. Within the past few decades it has developed into a veritable empire through its agriculture, industry and commerce. It has a medial, north and south length of about 780 miles, and a breadth varying from 150 to 350 miles, comprising in all an area of 158,297 square miles, 2,645 of which represent water surface. For purposes of comparison, its area is 80 percent that of the Republic of Germany. In 1850 its population was 92,597. On January 1, 1930, its population was estimated to be in excess of five millions. California has an annual production of gas and mineral products valued at more than two hundred million dollars. Its farms produce crops valued at more than six hundred million dollars; and its manufacturies produce goods valued at twenty-seven hundred million dollars. Its exports and imports to and from foreign countries are in excess of ten hundred million dollars.

Due to its extreme isolation on the far western coast of North America, with only barren land devoid of water as its heritage, and the Rocky Mountains acting as a massive barrier to commercial intercourse with the older and more advanced sections of the United States, it early became apparent that unless her people could harness the vast water power in her mountain fastnesses, supplemented with electric power generated from her oil and gas resources, and convey this power economically over hitherto unheard of distances, to supply industries and farms in the valleys below, often two to three hundred miles distant, little hope could ever be held out for an extensive economic development of her impressive natural wealth.

The purpose of this paper is to depict accurately how this tremendous problem of harnessing physical forces was solved by engineering feats, financial programs, and social changes which rank among the world's greatest achievements. The problem is one which has involved not

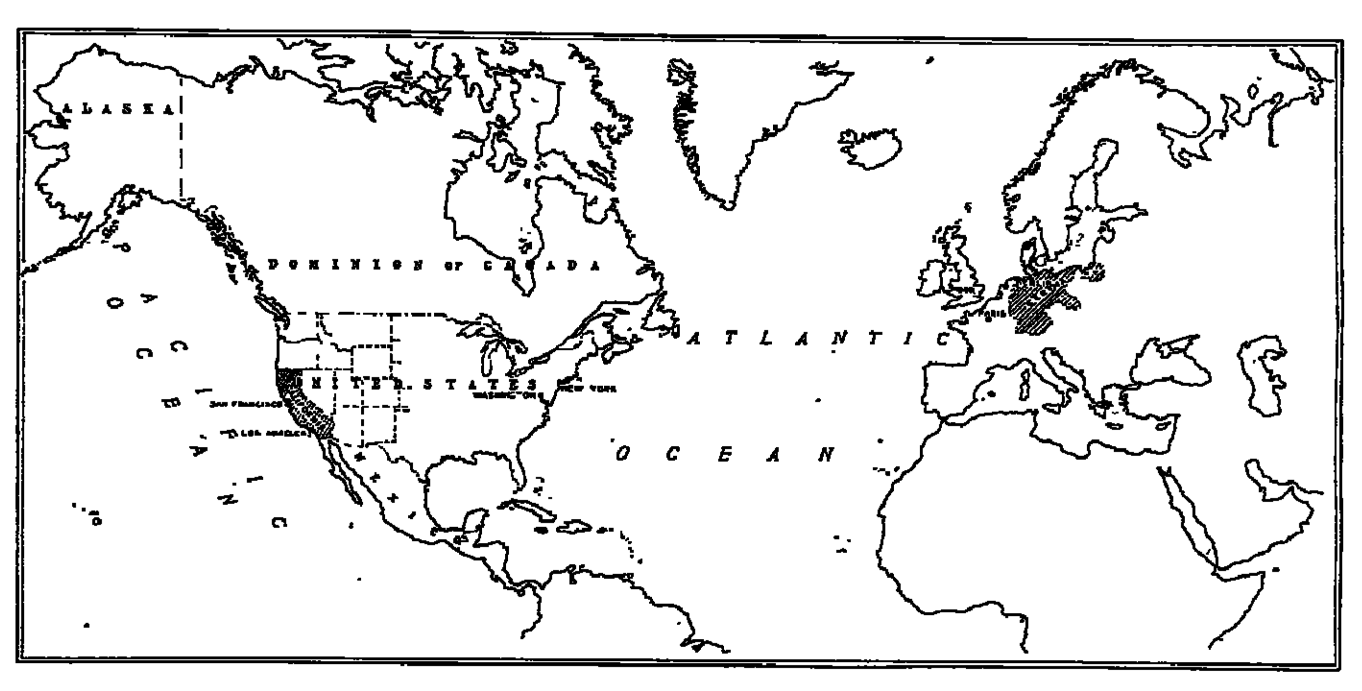


Fig. 1. Where California is Located.

In North America over three thousand miles westerly from New York is located the commonwealth of California. The Rocky Mountains operate as a huge barrier between California and the older communities of the United States. Only by development of long distance power transmission, financed through a new and novel method has California been able to unlock the gigantic resources with which nature has blessed her. Today in engineering, economic, and social aspects her electric power supply system is unique among achievements of this nature. The United States and Canada with 92,300 million kWh annually, practically balance the entire remainder of the world with its annual output of 97,600 million kWh. Yet California with ist annual output of 8,500 million kWh is even more intensively developed in industrial and farming applications over her broad areas, than are the United States and Canada generally.

only California, but her ten sister states whose area is drained from the Rocky Mountains westward into the Pacific Ocean. In this district two-thirds of America's potential water power is located. We shall endeavor to show briefly that this record accomplishment was made possible by certain outstanding research work accomplished in European and Eastern American centers one hundred years previously. We shall show why the engineering profession entered into projects so vast that they taxed technical knowledge to the limit with problems so different from those encountered elsewhere in the world that they finally forced into being a new field of engineering. Finally we shall show how the solution of these difficult problems of engineering led to still other economic and social problems which might well have thwarted this development in its infancy had not new leaders arisen to meet the situation through the nurturing of a spirit of mutual cooperation between the people of the Commonwealth and the sponsors of the young electrical industry.

Early Research of Henry and Faraday

The history of the development of the physical sciences tells us that in 1830 Joseph Henry, an American investigator, found that by dashing a loop of wire in front of a horse-shoe magnet a certain something took place within that loop of wire that made a second horse-shoe magnet situated at the further end of the loop receive a definite "kick", or impulse to move. Two years later Michael Faraday, the renowned English investigator, found a similar proof of this seemingly supernatural phenomena and published the result of his investigations in the scientific records of that year. So simple and so seemingly divorced from any possible practical application was this discovery that it lay dormant, it may be said, almost one hundred years. However, as the years rolled on, different investigators began to find that marvellous things could be developed from this seemingly impracticable piece of research. For instance, by an ingenious mounting of the magnet upon a rotating shaft and the placing of buckets around the periphery of this shaft, water falling from above, the shaft could be made to revolve and thereby cause a succession of these impulses over the loop of wire. These successive impulses in turn, acting upon the distant magnet located upon a second shaft, caused this second shaft to rotate. Thus we have the fundamental principle of the generator or dynamo at one end of the loop and the motor for driving the wheels of industry at the other, as today developed to such a remarkable degree in the Commonwealth of California.

Present World Power Development

During the past two decades the entire civilized world has been busily engaged in harnessing its natural resources, particularly its water power, making practical use of this fundamental discovery of *Henry* and *Faraday*. For instance, the precipitous slopes along the coast of Norway have been utilized for the laying of pipes to bring the water of nearby

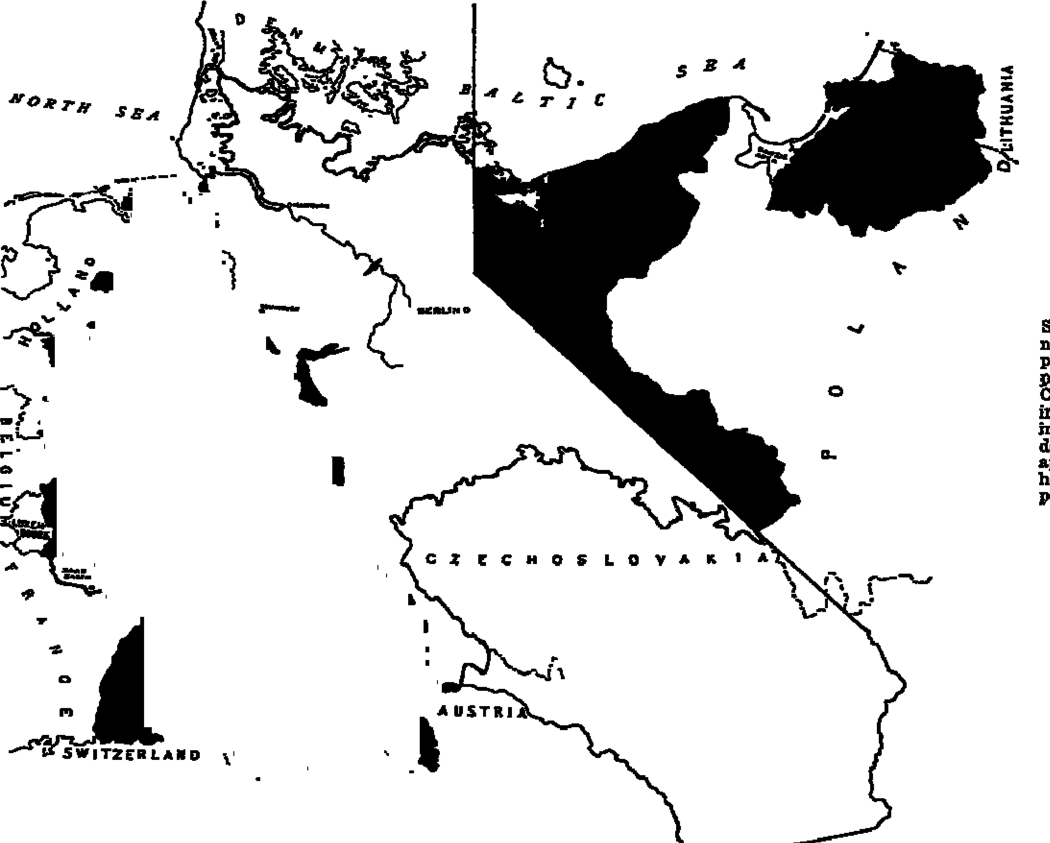


Fig. 2. California's Area Compared with Germany.

Superimposed upon Germany, California would cover approximately eighty percent of Germany's area. Germany's population of 65,000,000 far surpasses California with her population slightly in excess of 5,000,000. However, so intensively have citizens of California developed her power resources and application of the "method electrical" her citizens today consume 1700 kWh per capita annually, compared with 200 kWh for the German citizen.

mountain lakes down to sea level, making possible cheap power for the development of the electro-chemic industry. Hence, Norway has become the great world center in the development of electro-chemic products.

Switzerland with the harnessing of its melting snows along the almost vertical slopes of the picturesque Alps has succeeded in conveying water down vertical distances hitherto undreamed of in engineering achievement. This resultant development of electric power has been used to electrify the federal railroads of that mountain republic; so that Switzerland today is the great outstanding example of railroad electrification among nations of the world.

Italy, too, has developed its water power resources along the Italian Alps to a magnificent degree. Not only this, but Italy has even gone one step farther in harnessing its volcanoes so that we find vast natural reservoirs of energy in the latent volcano put to useful service in the development of steam electric power. The excellent electrical advances in Germany, particularly in industrial applications, are too well known throughout the world to bear repetition here. And so, should we continue on indefinitely to review each country of Europe and many other countries in the various districts of the world, we would see similar progress. But nowhere in the world has progress in the harnessing of

Annual Electric Power Production Throughout the World.
(In millions of kWh, per annum.)

	kWh	
United States	80,205	
Canada	12,093	Total 92,298
Germany	12,444	
France	11,347	
Great Britain	8,750	
Italy	8,100	
Japan	8,000	
Norway	8,000	
Russia	4,112	
Sweden	4,350	
Switzerland	3,350	
Belgium	3,100	
Austria	2,500	
Poland	1,900	
Mexico	1,400	
Czecho-Slovakia	1,300	
Holland	1,200	
New Zealand	540	
Roumania	600	
Dutch East Indies	500	
Denmark	422	
Finland	360	
Tasmania	350	
Bulgaria	38	
All other countries not listed	15,000	Total 97,623



Fig. 3. The Long Distance Transmission of Power.

In 1892 this power plant near Mt. San Antonio in Southern California transmitted power to San Bernardino twenty miles distant at ten thousand V. from a generator operating at but five thousand V. This was the first time in history that power was transmitted such a distance over lines operating at a voltage higher than that obtained in the generator.

Fig. 4.
The Snow Towers in the Mountains.

Where transmission lines are subject to severe snow storms the wires are suspended parallel to each other as here shown, in order to protect one from the other during the melting of the snow. The lines shown are a portion of the Pit River Development of the Pacific Gas and Electric Company, a world record transmission of 220,000 V over a distance of 250 miles. Note the lower disk on the suspension insulator. This is a particular device to handle extra heavy electrostatic stresses involved in such high voltage transmission.

water power been so rapid and on such an unprecedented scale as on the North American continent.

For vast as has been this harnessing of power in other countries, the total electric energy annually generated in the United States and in Canada, its neighbor to the North, practically equals the entire combined output of the world. This applies equally well whether we consider electrical energy generated from water power alone, from steam power using coal, oil, or gas as fuel, or from the two combined.

This statement of fact is quickly verified by reference to electrical power production statistics as published in the 1929 edition of "Power Resources of the World", for twenty-four leading countries. Since the total electrical output as there listed, exclusive of the United States and Canada, is 82,623 million kWh and it is granted that all other countries not listed could not possibly expand this figure beyond an additional 15,000 million kWh, it is quite evident that the United States and Canada with a combined output of 92,300 million kWh practically balances the remaining electric power production of the entire world.

While much of this power development in America has taken place at Niagara Falls or in the rapidly developing Southern States, yet the district west of the Rocky Mountains, draining into the Pacific Ocean, particularly California, leads the world in intensive distribution of electric power in the home and in agriculture over such an extensive area.

Peculiar Engineering Problems Solved

I have already briefly mentioned some of the engineering difficulties surmounted in developing power in Norway, Switzerland and Italy. In California there proved to be a far different situation. There were unprecedented possibilities of vast electric power generation, but the source of water power was back in the high Sierras, hundreds of miles away from the great cities and fertile valleys where the power was needed. Consequently hitherto unencountered obstacles had to be overcome in building dams, driving tunnels, crossing deserts, and passing over or under large bodies of water.

As a small boy in 1892 I saw the longest transmission of power ever undertaken up to that time, get under way in supplying San Bernardino, California, with electric power generated from falling water in San Antonio Canyon at the foot of Mt. San Antonio, some twenty miles distant. Here, for the first time in history, power was transmitted over a recordbreaking distance at a higher voltage than that actually generated in the dynamo. Realizing the economic value of the power supply that would result from the harnessing of the water resources in the Sierra Nevadas of California, engineers immediately began to study the problems of power transmission in every section of California. The first thing they found, in an attempt to bring the power into the city of San Francisco, was that a great body of water comprising the upper reaches of San Francisco Bay must be spanned at Carquinez Straits. Nobody had ever stretched wire with safety three quarters of a mile in a single

span for power transmission. Steel manufacturers soon put their engineering staffs to work, however, and produced a cable that for seventeen years proved to be a world record in a single stretch of wire, about 4600 feet in length, conveying electric power at about 11,000 V. The next obstacle was encountered when an attempt was made to transmit the power from the city of Oakland to the city of San Francisco, across the main body of San Francisco Bay, at that point three miles wide. Nobody could stretch a steel cable safely with a three mile span. Hence, the next best thing was to pass the power under the Bay of San Francisco. No one had ever before transmitted power at 11,000 V under a body of water three miles wide, but through a series of investigations of the part of California engineers this was made possible.

Then began a ceaseless struggle to transmit, economically, electrical energy over increasingly greater distancer. Interesting new achievements immediately developed. As the Southern California Edison Company began to get its power from the Big Creek development in the Sierra Nevadas east of the city of Fresno, engineers of the company found they could economically drop water from the mountain heights above, though not with as great a vertical drop, but with greater capacity of water wheel than had been done in Switzerland. We find, as a consequence, a world record for capacity of high head installation at power plant No. 2A of this company, wherein water is dropped 2410 feet vertically through waterwheels of 112,000 HP capacity. The highest head development on the North American continent is the Buck's Creek power plant of the Great Western Power Company, now a part of the Pacific Gas and Electric system, which operates under a head of 2562 feet with a generating capacity of 50,000 kW.

Each year has seen increasing distances and increasing voltages at which power has been economically transmitted in California. In each successive venture, engineers of this district have led the world in these daring enterprises. Today the world's record for long distance transmission of power is held jointly by the Southern California Edison Company in California, taking its power from east of the city of Fresno down to the city of Los Angeles, and the Pacific Gas and Electric Company taking its power from east of Mt. Shasta in Northern California, and delivering it into the city of Oakland, at 220,000 V, over distances ranging from 250 to 300 miles. The joining together of these long distance transmission systems has produced the greatest inter-connected system of power transmission lines yet built, streching from Medford, Oregon, in the North, to the Mexican border in the south, a distance of 1200 miles. This system generates annually in excess of 8750 million kWh of electrical energy, representing the equivalent working power of 20,000,000 slaves. In this inter-connected system the Southern Sierras Power Company transmits power, at 87,000 V and 57,000 V, 539 miles from Mono County, California, to Yuma, Arizona, a record achievement for power transmission from generator to point of consumption. This intensive use of electricity has resulted in the highest per capita consumption of electricity of any community of its area in the world, the average per capita

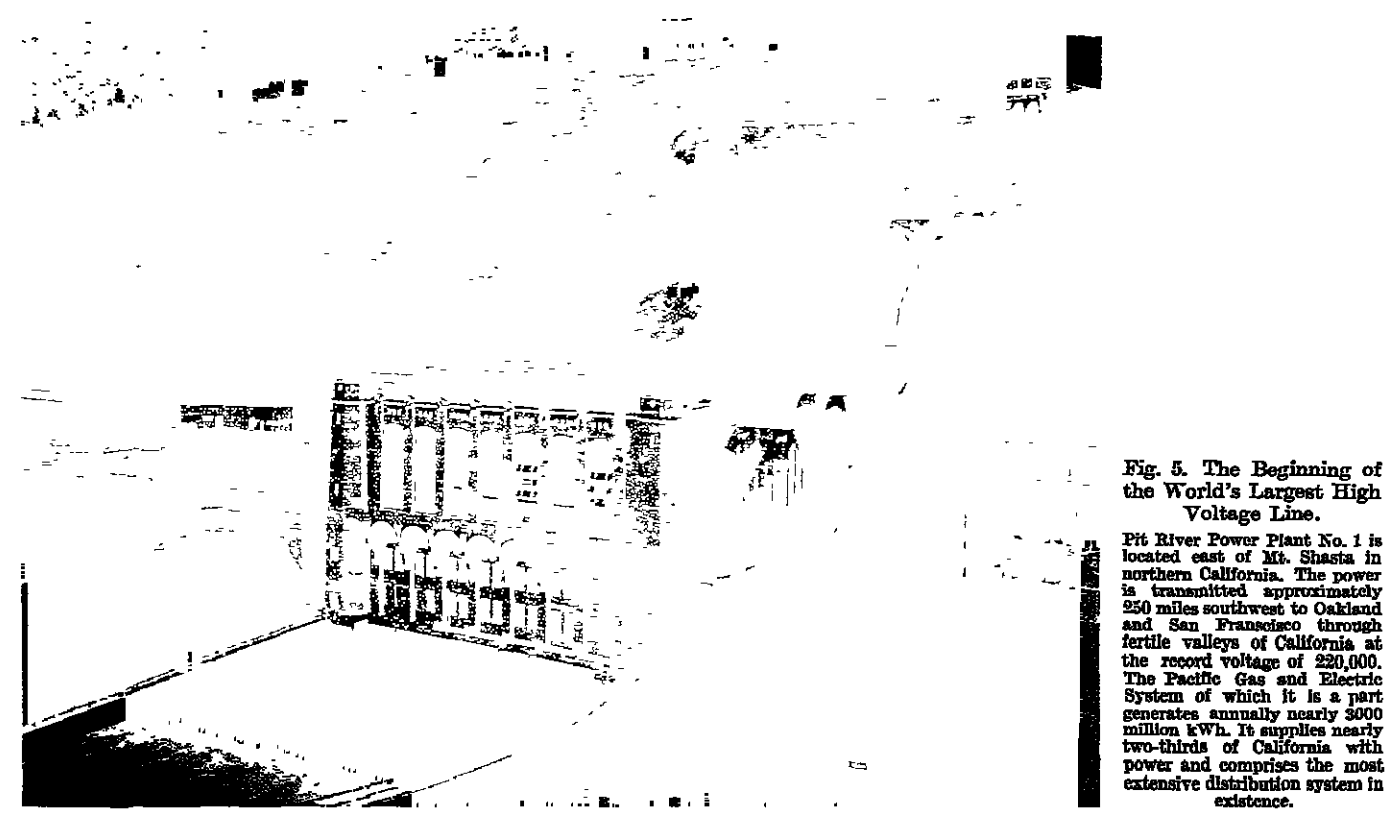


Fig. 5. The Beginning of the World's Largest High Voltage Line.

Pit River Power Plant No. 1 is located east of Mt. Shasta in northern California. The power is transmitted approximately 250 miles southwest to Oakland and San Francisco through fertile valleys of California at the record voltage of 220,000. The Pacific Gas and Electric System of which it is a part generates annually nearly 3000 million kWh. It supplies nearly two-thirds of California with power and comprises the most extensive distribution system in existence.



Fig. 6. Terminus of the World's Longest High Voltage System.

The Vaca Dixon Substation is the terminus of the world's longest high voltage transmission system, that of the Pit River, 220,000 V lines of the Pacific Gas and Electric Company, delivering electric power from east of Mt. Shasta in Northern California to Oakland and San Francisco, a distance of approximately 250 miles. At this station is a carrier current telephone system in which communication is accomplished by radio directed along the transmission lines over the entire system. It has been in succesful operation since April 1923.

consumption per year being 1600 kWh, twice that which prevails in America as a whole.

Again these record distances in transmission have so distorted the phase relationship of voltage and current that condensers of record proportions have proven necessary. The largest condensers in the world are the two 50,000 kVA condensers used for the 220,000 V field line regulators of the Southern California Edison Company in Los Angeles.

Auxiliary steam power plants of record proportions have been built to carry the hydro-electric load in periods of excessive power demand or of low water supply in the mountains. The largest and most efficient steam eletric generating plant using oil and natural gas as fuel, an installation of 268,000 HP steam turbine generator equipment, with ultimate capacity of 1,000,000 HP, is installed at the Long Beach plant No. 3 of the Southern California Edison Company. This plant has the distinction of having the largest single shaft turbo-generator in the world with a capacity of 134,000 HP. Efficiencies up to 500 kWh per barrel of oil are attained, new records in engineering effort of this type. Ten years ago the record was but one-half this economic accomplishment.

While originally steam electric power plants in California were designed as auxiliaries for hydro-electric supply, due to the marvellously increased efficiencies of high pressure steam turbines and the vast oil and gas resources that have been uncovered in California since 1923, steam-electric power is now ranked as a prime source of power in the larger industrial centers, openly challenging the hydro-electric costs in many localities.

Since the conservation of water is of prime importance for power and for irrigation in this section of the world, mammoth dams have been erected. The highest rock-filled dam, that of the Salt Springs project of the Pacific Gas and Electric Company, now under construction, has a height of 337 feet above its rock foundation. Likewise, there has been created the largest artificially conserved water supply for irrigation, that of the Elephant Butte Dam in New Mexico where a dam 342.5 feet in height conserves three and one third million acre feet of water in one impounding reservoir. And again, the highest dam, that of the Arrowrock reservoir in Idaho, with its height of 346.5 feet above foundation bed rock, has been in successful operation for some years. A number of other projects are now nearing completion or are getting under way, that will surpass these, especially the Boulder Dam on the Colorado River, now under preliminary construction, which will have a height of 550 feet, or more, above water line or 750 feet above bed rock, thereby conserving twenty-five million acre feet of water by means of one stupendous engineering structure. The power developed by this enterprise will be transmitted into California at a new record of 300,000 V.

Economic Aspects in Industry, Agriculture, and the Home

Next came a marvellous easing of the burdens of industry and of humankind through applications of this power in California and its

neighboring states on the Pacific Coast of America. In 1929 the Southern California Edison Company delivered 2,594,907,704 kWh to its consumers. This was used in the following manner:

	kWh	%
Total Lighting	270,364,581	10.8
Power: Commercial	883,771,326	34.1
Agricultural	456,489,117	17.6
Railways	305,430,075	11.8
Other Electric Corporations	62,258,332	2.4
Municipal for Resale	537,896,367	20.7
Municipal Misc.	65,967,659	2.5
Total Power	2,311,812,876	89.1
Used by Company	3,730,247	.1
Total Delivered	2,594,907,704	100.0

The citizens of ancient Athens grew so wealthy and all-powerful through the labor of perhaps 10,000 slaves that they made a mark in history for all time. California citizens, however, have as stated on a previous page, the equivalent of 20,000,000 slaves represented today in the subtle force of electric power. Electrically-driven trucks carry the burden of passengers, baggage, and express through the great Ferry Building of San Francisco, replacing a hundred men with one man only, the driver of the truck. The impressive steel industries such as the Pacific Coast Steel and the Columbia Steel Company, now subsidiaries of the United States Steel Products Company and the Bethlehem Steel Company., respectively, use electrical magnets to hoist great loads of iron in order to load such cargoes economically and quickly for shipment to all sections of the world. The fruit canning industries of California have developed a sanitary process, electrically operated throughout, in which the hand of man does not touch the fruit during all of its treatment from the raw state as it comes from the orchards until it appears as a canned product ready for shipment to local markets and to points abroad.

Gold dredges of northern California, successors to the hardy pioneers of '49, in gathering gold deposits from the placer mines, are operated electrically. They extract the gold from the gravel with marvellous efficiency. In many cases these gold dredges, the largest in the world, gouge up the river bed material, wash the gold from the gravel and redeposit the gravel in the streams all for less than five cents per cubic yard.

The harmful products of dust and poisonous particles emanating from the smokestacks of industrial plants have been eliminated through an invention of Frederick G. Cottrell, and his able co-worker, Walter Schmidt, which electrically precipitates and economically recovers these particles. This they accomplish by establishing a strong magnetic field in the chimney where, although the gases continue on upward in their journey, the solid particles, becoming electrified, miraculously travel at right angles to the flow and are thus collected and recovered!

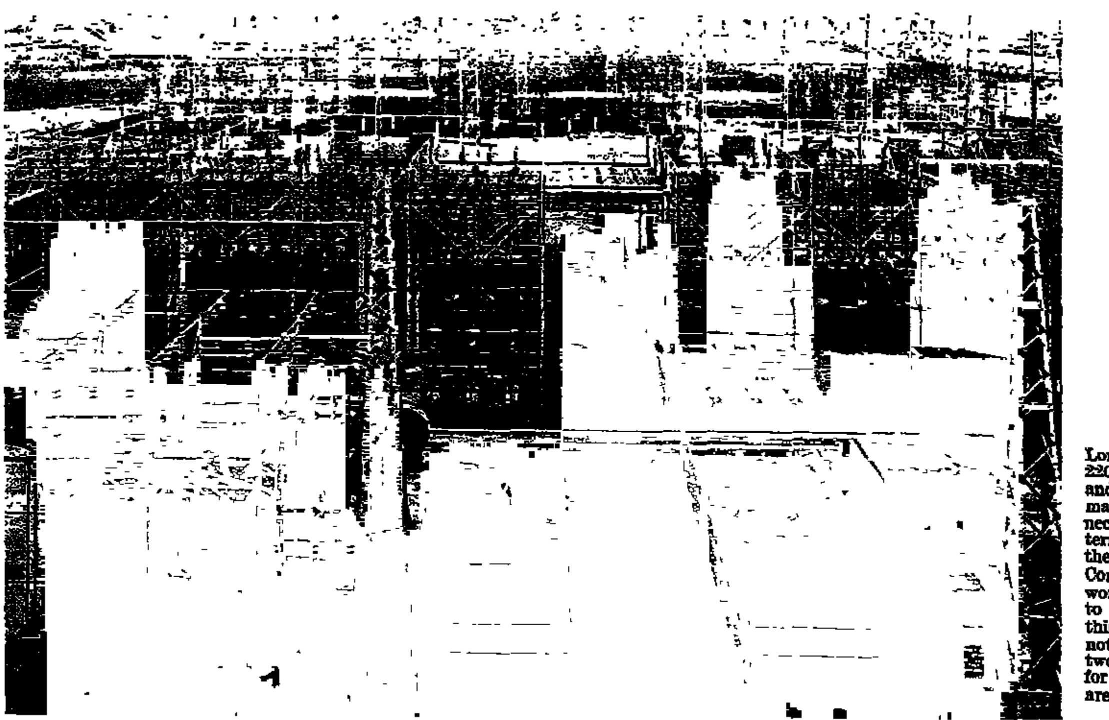


Fig. 7. The World's Largest Condensers.

Long distance transmission at 220,000 V so distorts the voltage and current relationships that mammoth condensers become necessary. Here is a view of the terminus of the 220,000 V lines of the Southern California Edison Company bringing power over world record distances of 250 miles to the north from Big Creek. At this station, housed in a building not shown in the photograph, are two 50,000 kVA condensers used for 220,000 V line regulation that are the largest condensers built up to the present time.

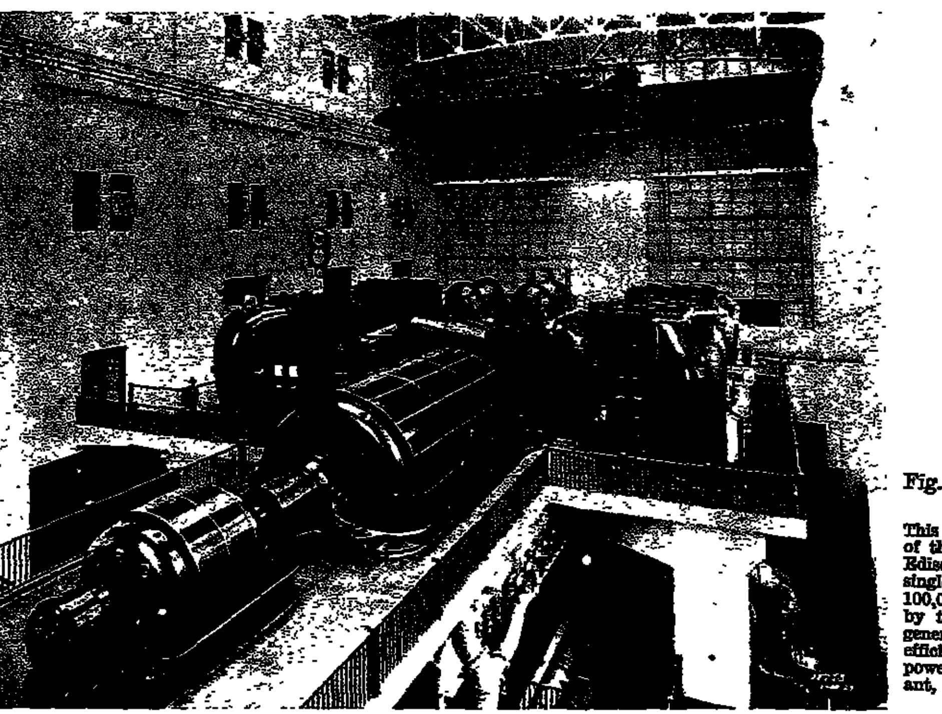


Fig. 8. The Largest Single Shaft Generator in Existence.

This steam turbine generator of 134,000 HP capacity of the Long Beach Plant No. 3, Southern California Edison Company, holds the world's record for a single shaft turbo generator. The generator is rated at 100,000 kW. Loads up to 110,000 kW have been carried by the machine. Recent economies possible under generators of this type recording almost double the efficiencies of ten years ago, have made steam electric power in California where oil and natural gas are abundant, become a real competitor to the hydro supply in certain sections of the State.

Outstanding applications of electric power in the mines of this district have also been developed. For instance, engineers of the Bunker Hill and Sullivan Mines at Kellogg, Idaho, have developed in this famous mine a veritable Aladdin's Cave. Not only is it one of the largest lead-silver mines in the world, but in electrical refinements of operation one might think that Aladdin's lamp were still performing miracles.

The transcontinental railway known as the Chicago, Milwaukee and St. Paul has been electrified for 754 miles over the Rocky Mountains and into the fertile regions of eastern Washington, making possible an electrified transcontinental railway, the longest of its type in the world, and the only one in America. After ascending and passing over the summit of the Rocky Mountains, the down grade journey is accomplished as in Switzerland, by regenerating equipment which automatically controls the speed of the train and recovers electrical energy by using the motors as generators, thus saving also the wear and tear on brake equipment.

	Average Home	Especially Equipped Home
Air heaters	20.0	75.0
Chafing dishes	4.0	6.2
Clothes washers	25.0	56.2
Cream whippers	—	12.5
Curling irons	46.0	54.0
Dishwashers	—	6.2
Fans	8.3	37.5
Grills	8.3	12.5
Hair driers	16.6	12.5
Heating pads	16.6	60.0
Hot plates	8.3	18.7
Ice-cream freezers	—	6.2
Irons	100.0	100.0
Ironing machines	4.0	6.2
Percolators	66.6	78.0
Ranges	12.5	78.0
Refrigerators	8.3	84.0
Sewing machines	71.0	50.0
Soldering irons	8.3	12.5
Toasters	87.5	72.0
Utility motors	4.0	18.7
Vacuum cleaners	100.0	100.0
Ventilating fans	4.0	25.0
Vibrators	—	25.0
Waffle irons	58.3	81.2
Water heaters	—	43.2
Electric clocks	—	12.5
Cooker pots	8.3	12.5
Floor polishers	12.5	25.0
Electric radio sets	66.6	72.0
Battery chargers	37.5	37.5

The California home with its electric range, electric stove, percolator, and a hundred other household conveniences, has reduced the burden of the housewife almost to that of simply pressing the electric button.

From a survey of 500 homes in California we find that the average monthly consumption of electric energy per home varies from 64 kWh to 495 kWh and the monthly bill from $ 3.20 to $ 11.21. In general lighting rates in California are about $4^1/_2$ cents per kWh for incorporated areas. In order to encourage household uses of electricity, domestic combination rates for consumers using lighting service and electric appliances for heating and cooking, as low as $1^1/_2$ cents per kWh, are in vogue. On the previous page we give the percentage of homes that have each of thirty one different household electric appliances in use, first in the average home, next in the home especially designed and equipped electrically under the guidance of the electrical industry itself.

On the farms of California a recent statistical analysis has shown that the farmers utilize electrical energy to a degree not even approached anywhere else in the world. In California 49,067 different farms are supplied with electricity for every conceivable use on the farm and in the household for lightening the labor of the farmer and his wife, such as pumping water, milking cows, cooking, ironing clothes and the like. In 1928, 956,225,225 kWh of electric energy were delivered to these farmers at the remarkably low cost of $ 14,303,580.50, or 1.41 cents per kWh.

The general trend of the use of electricity on California farms is upward. The increase in the number of consumers and in the connected load is practically independent of seasonal conditions, but the consumption and revenue depend on rainfall, temperature, and other factors affecting the crops. Here is a summary of totals and averages of consumer, connected load, energy consumption, and cost to farmer of electricity sold by thirteen power companies in California, on agricultural power schedules as taken from reports of the California Railroad Commission:

	1923	1924	1925	1926	1927	1928
Number of consumers ..	28,778	33,258	37,907	43,286	47,416	49,067
Total revenue (in millions of dollars)	8.3	9.9	10.8	12.4	11.9	14.3
kW connected load	352,706	405,011	465,711	518,841	553,074	591,588
Millions of kWh consumed annually	485	666	700	842	754	956
Connected load per consumer, kW	12.28	12.21	12.32	12.15	11.69	12.05
Annual consumption kWh per consumer	16,891	20,562	19,199	19,236	15,913	19,480
Price per kWh, cents ..	1.71	1.47	1.49	1.48	1.59	1.41
kWh per kW connected load	1,383	1,657	1,536	1,603	1,360	1,616

General statistics on the number of electric appliances, and electrically driven machines used on California farms have been gathered by *B. D. Moses*, associate professor of agricultural engineering and associate agricultural engineer in the Experiment Station of the University of California, as of 1925. From the 51,000 farms of California coming under

A1000 5-29 P.H. 2-2A

Fig. 9. The World's Largest Capacity High-Head Plant.

To Switzerland goes the credit of having the highest head plant in the world, but to Power Plant No. 2A of the Southern California Edison Company, operating under a head of 2410 feet with water wheel capacity of 112,000 HP must go the record for largest capacity at such high-head development as this



Fig. 10.
A Million Horsepower Steam Electric Plant.

Operated by firing of natural gas, Long Beach Plant No. 3 of the Southern California Edison Company, under construction for an ultimate capacity of 1,000,000 HP has already established a world record in economy. Its present generating capacity is 268,000 HP. Efficiencies up to 500 kWh per barrel of oil or 13,000 BTU per kWh have been obtained. The two large towers in the foreground are known as take-off towers for the 220,000 V circuits, the highest voltages at present used in long distance transmission of power.

his observation, he obtains the following exceedingly interesting information:

	Number of items	Horsepower connected load
Motors (all sizes not including domestic)	63,225	
Farms receiving central station services	51,000	
Lighting consumers	49,800	
Irrigation motors	39,600	656,000
Flatirons	34,800	
Washing machines	18,000	
Vacuum cleaners	17,800	
Toasters	17,000	
Domestic water supply motors	12,500	24,000
Curling irons	11,980	
Ranges	11,300	
Portable fans	10,000	
Percolators	9,200	
Space heaters	9,300	
Farms using electricity for cooking	9,060	
Water heaters (fixed type)	6,700	
Waffle irons	6,420	
Sewing machines	6,400	
Incubators	5,700	
Table grills	5,480	
Heating pads	5,320	
Battery chargers	5,130	
Bell transformers	4,980	
Brooders	4,400	
Cream separators	1,570	430
Shop motors	1,400	2,960
Milking machines	1,370	2,750
Feed grinders	1,280	5,400
Refrigerators	1,090	1,940
Immersion heaters (portable type)	1,000	
Ironing machines (mangles)	820	
Dehydrator fans	600	7,800
Wood saws	400	1,400
Dish washing machines	170	
Silo fillers	115	1,760

The future agricultural development of California will largely depend upon the utilization of underground waters for irrigation and in this utilization the electrical pump is to play the major role. In 1910 the U.S. Census statistics showed 2,333,333$^1/_3$ acres of California farm lands irrigated by the gravity supply system with only 333,333$^1/_3$ acres irrigated by pumping. By 1920, 2,500,000 acres were irrigated by gravity—only a slight increase in ten years, while in this same period irrigation by pumping had grown to the total of almost 1,500,000 acres. This tremendous use of electric power in irrigation on the California farms is well emphasized in the tabulation above in which Professor *Moses* finds 656,000 HP in connected load used for irrigation motors.

Side by side with the development and utilization of electric power in California there has each year accumulated additional knowledge of the intricate laws of hydraulics, electric transmission, and water, oil

and natural gas conservation, which is bringing about year by year a higher utilization of California's natural resources for the benefit of all the people. Professor *Harris J. Ryan* of Stanford University, in particular, in his high tension laboratories, has tested long distance high voltage phenomena up to 2,400,000 V, a degree of research activity that has done much in forwarding our knowledge of long distance transmission of electrical energy. Irrigation, drainage, rainfall, water law, protection of forests and national parks, have all come in for their share of study on the part of other eminent authorities.

Social Aspects

In spite of the fact that the foundations of the electrical power industry in California were laid almost before the district became a State, when the Pelton Water Wheel, which made possible the conversion of water falling great distances into mechanical energy; and in spite of the fact that such experiments as that of transmitting electricity at a voltage of 10,000 from a generator operating at 5,000, over a distance of twenty miles, had been tried while the State was less than fifty years old; with the passage of years trouble arose between the Commonwealth and the power industry which had grown up with it. Three definite unsolved problems appeared on the horizon, threatening to retard if not prevent progress unless solutions for them were found.

In the first place the Commonwealth of California was becoming so dependent upon the supply of economic power that its very life blood was at stake. Hence, there was a necessity for some instrumental law to be set up whereby reasonable rates should be assured for those who were becoming so dependent upon this necessity of daily existence, and reasonable protection for the investors whose money was involved. There was brought into being, as a consequence, an enlargement of the powers of the California Railroad Commission to such an extent that this Commission at the present time is practically supreme in determining the rates charged for electricity in California. This it does on the basis of the assumption that a return to the investor of say $7^1/_2$% on money invested is reasonable and right.

The Railroad Commission early adopted the policy that the public and power companies of the State are not necessarily antagonists, that the owners, managers and consumers of the power companies, and the public at large, are all principally interested in the existence of soundly financed, reasonably prosperous organizations that are able and willing to furnish a good grade of service at reasonable rates. The Railroad Commission has never considered itself solely as a Court to which contestants should submit disputes, but rather as a part of a public system consisting of the companies that produce electricity, the consumers who use it, and public bodies, of which the Railroad Commission is one, whose task it is to harmonize the interests of the other two and of the non-consuming public insofar as it is involved.

It is just as much or even more a part of the Railroad Commission's duty to prevent disputes as it is to settle disputes after they arise. In

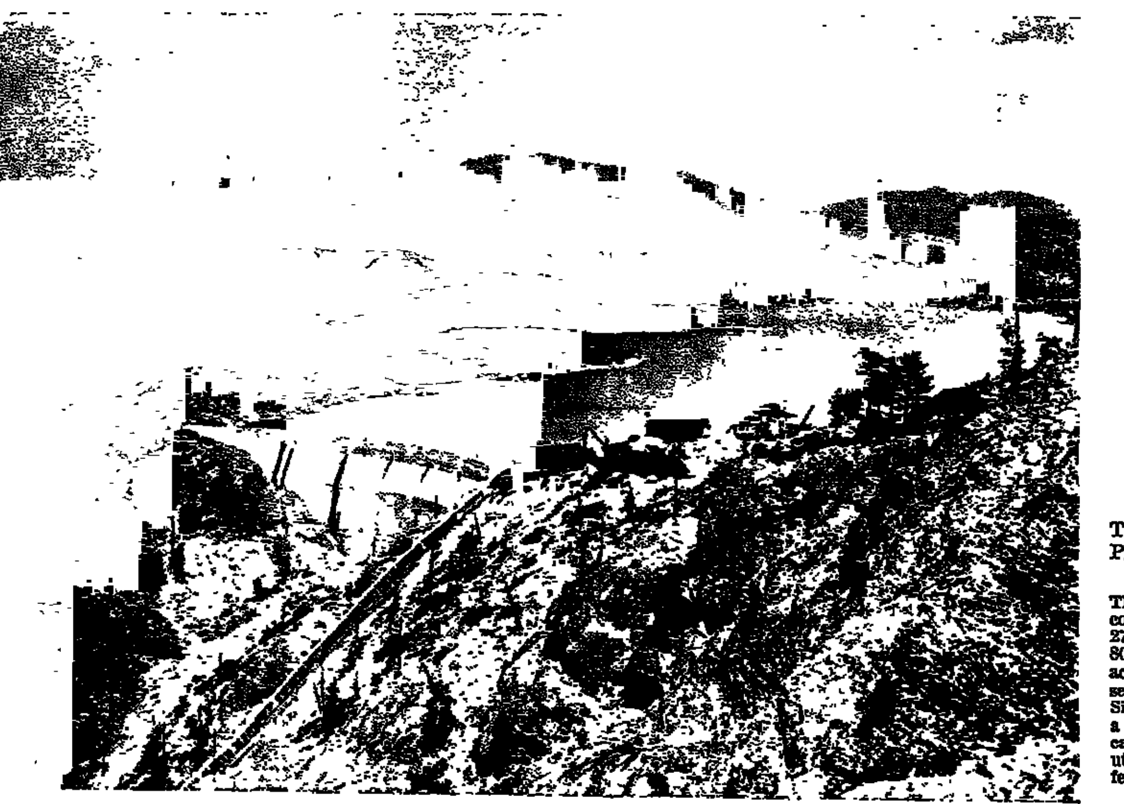


Fig. 11.
The Highest Dam Under Private Development in America.

The Spaulding Dam is of the constant-angle, arched type, 275 feet high, with a crest of 800 feet, and impounds 74,488 acre feet. The waters conserved at high altitude in the Sierra Nevadas pass through a series of power plants in the canyons below to be finally utilized for irrigation on fertile California farms of the Sacramento Valley.

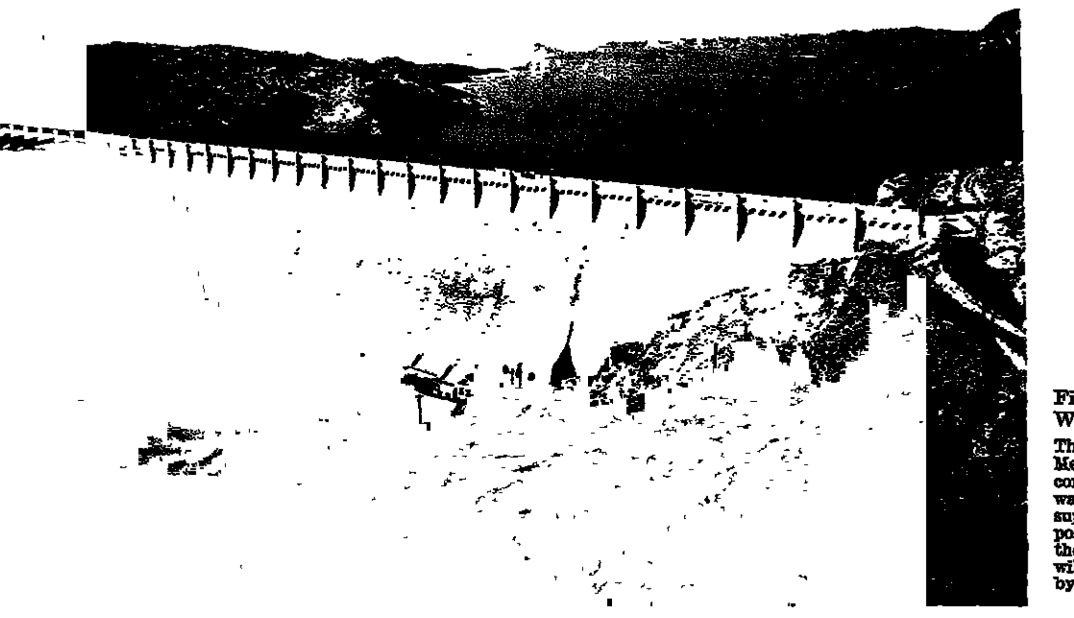


Fig. 12. The Largest Artificial Water Supply for Irrigation.

The Elephant Butte Dam in New Mexico which is 342.5 feet in height conserves $3^1/_2$ million acre feet of water, the largest existing artificial supply of water for irrigation purposes. The Boulder Dam Project on the Colorado River, in America, will conserve 25 million acre feet by means of a dam 550 feet in height above water surface.

keeping with this policy, rates were generally reduced before the war. During the war and the following period of high prices they were generally increased, but with the later decline in price levels they have been again generally and gradually reduced until now, for the State as a whole, they are lower than ever before.

During these changes, the structure of the rate system has been changed to eliminate sources of complaint or dissatisfaction. The quality of service has been improved and its area extended until, at the present time, there are few villages or settled areas in the state where power company service is not available. Rules governing the business relations between power companies and their customers have been codified and modifications made as found desirable, so that at the present time there is on file in every office of every power company in the State a price scale for the commodity which it sells the public and a complete statement of the rights and obligations of the purchaser of that commodity.

One thing that is vital to sound financing is the issuance of securities and, to this end, the Railroad Commission is required by the Public Utilities Act to supervise security issues. No securities have been issued in California since 1912 without the approval of the Railroad Comission. In every case the granting of this approval has involved a scrutiny of the purpose for which securities were to be issued, the value of the property, the probable earnings, and other factors necessary for intelligent action. In a great many cases the authority to issue securities has been denied. The improved standing of the companies' securities from 1913 to the present time is one of the results of this policy and it has carried with it a reduction in the cost of money to these utilities.

In exercising its control over the establishment of new utilities and the entrance of existing companies into new territory, the Railroad Commission has been guided by the principle that competition of power companies is desirable only where it can be definitely shown that the public interest will be served. On some occasions competitive construction has been authorized. A survey of the state will show that lower rates, better service and extensions into unserved territory have come about under this policy just as rapidly and to just as great an extent where no competition existed as where it already existed.

In providing for the safety of employees and of the public, the Railroad Commission has issued a number of general orders governing the standards of construction of overhead electric lines The first of these orders covered specifications for the construction of crossings where the greatest factor of safety to the public is involved. Later orders have set up specifications for dimensions and strengths to be followed in all overhead line construction, making for safety to the men working on such lines, protecting the public against the failure of lines, and increasing the standard of service. In drafting these orders, the Railroad Commission has invited and received the cooperation of power and telephone companies, city officials and others concerned, and the manner in which the orders have been accepted shows that they have merited the confidence of these interests.

Inductive interference between power and communication lines is another subject that has come in for considerable investigation. In approaching this matter, the Railroad Commission has always insisted upon the remedial measures that involved the least total cost for the good accomplished, rather than viewing the question as one involving only legal rights and priorities. It has sought the cooperation of the utilities involved and has encouraged cooperation between them. These companies have accepted the policy of cooperation to such an extent that the usual practice is for them to work out their difficulties themselves and the Commission to be called on for its approval or for the settlement

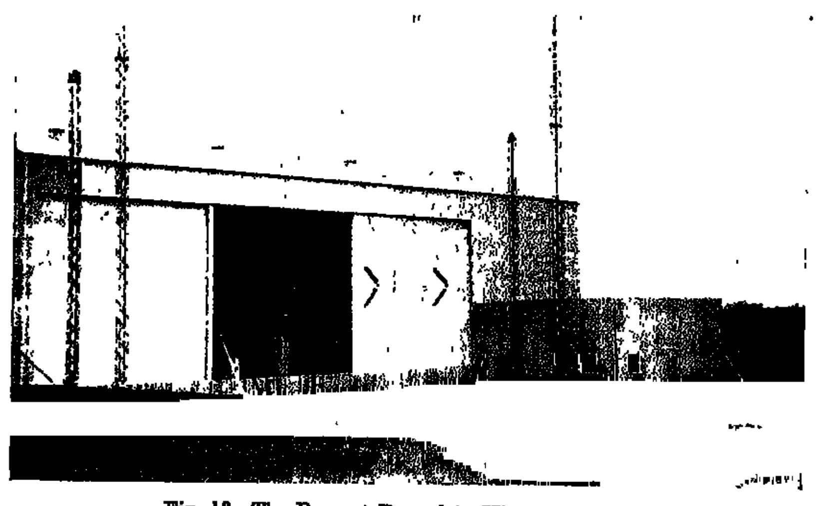


Fig. 13. The Present Record in High Voltage.

The world's highest voltage transmission in practical operation is 240,000 V. Here is an experiment on a three phase tower equipped with strain insulators in which a scientific study is being made of flash-overs at Stanford University under 240,000 V pressure.

of occasional disputed points. During the past five years or so, the inductive interference problems occasioned by the construction of around 1000 miles of line of 165,000 V or higher have been handled between the power companies and communication companies with the reference of but one question to the Railroad Commission, and that for a suggestion as to settlement rather than for a definite ruling.

Next came the question of finance. Over night millions upon millions of dollars were found necessary for the building of these great power projects and distribution systems. California in its position of isolation from the financial world found itself unable to cope with the situation. There was proposed the sale of preferred stock of these hydro-electric companies to the consumers of the company itself. From the start this new proposal, first made by *A. F. Hockenbeamer* of the Pacific Gas and Electric Company, met with success. Next the sale of both common and preferred stock was brought about through what is known as the "self interest" plea in industry, in which it was shown that practically

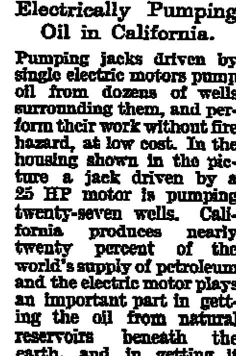


Fig. 14.
Electrically Pumping Oil in California.

Pumping jacks driven by single electric motors pump oil from dozens of wells surrounding them, and perform their work without fire hazard, at low cost. In the housing shown in the picture a jack driven by a 25 HP motor is pumping twenty-seven wells. California produces nearly twenty percent of the world's supply of petroleum and the electric motor plays an important part in getting the oil from natural reservoirs beneath the earth, and in getting it to the market.

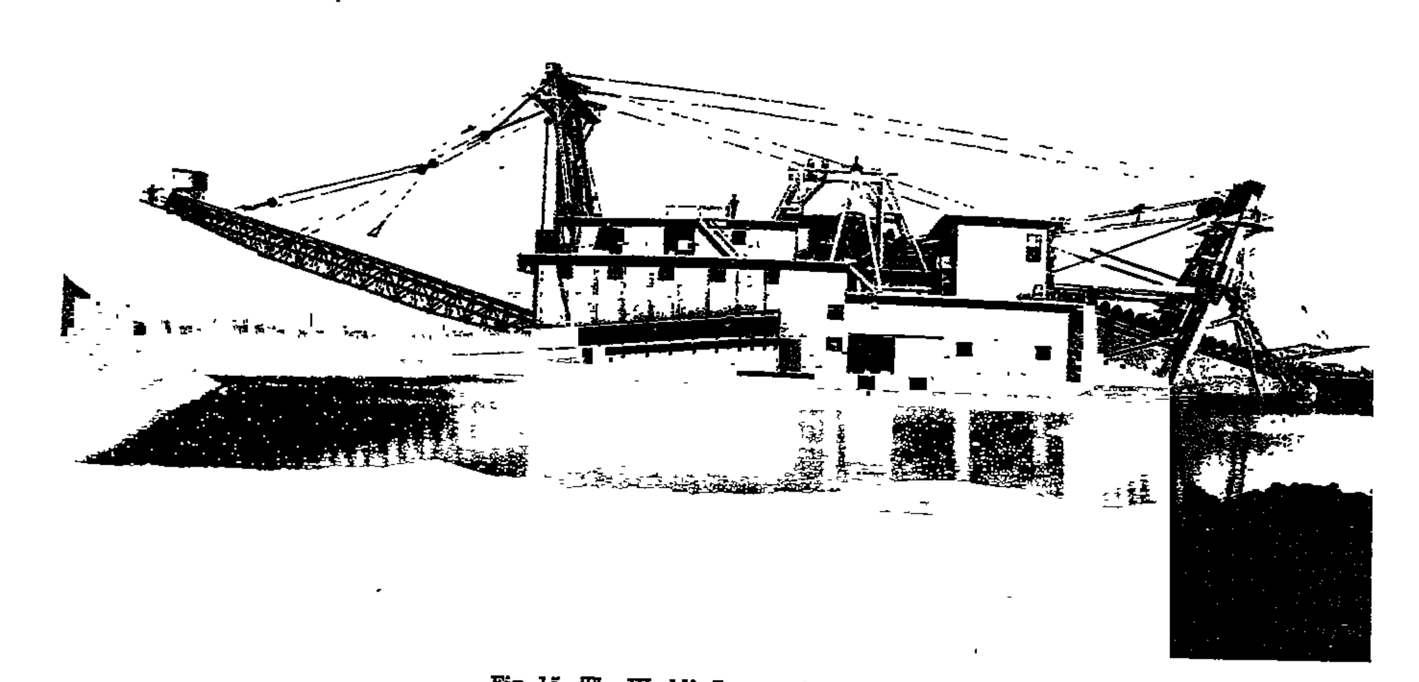


Fig. 15. The World's Largest Gold Dredge.

Gouging up gold bearing gravel 100 feet below the water surface is a world record in dredger mining. Electrically operated dredges working in California often gouge up the gravel, wash the gold from the gravel, and redeposit the material in the rear of the dredge stream for five cents per cubic yard.

every phase of industrial and agricultural life of California was in some way tied in with the successful development and supply of electric power. It was soon established by *A. Emory Wishon*, one of the leaders in the industry, that every time 25 HP in new installed capacity was placed in operation in the mountains or in steam electric power plants of California, three hundred acres of arid land formerly worth $ 3600.00 became productive land, valued at $ 28,000.00, and producing annually new crops valued at $ 12,000.00. Again, in the cities, for another 25 HP started in the mountains, an average of a factory and a half, with a capitalization of $ 147,400.00, came into being, with 100 HP in new

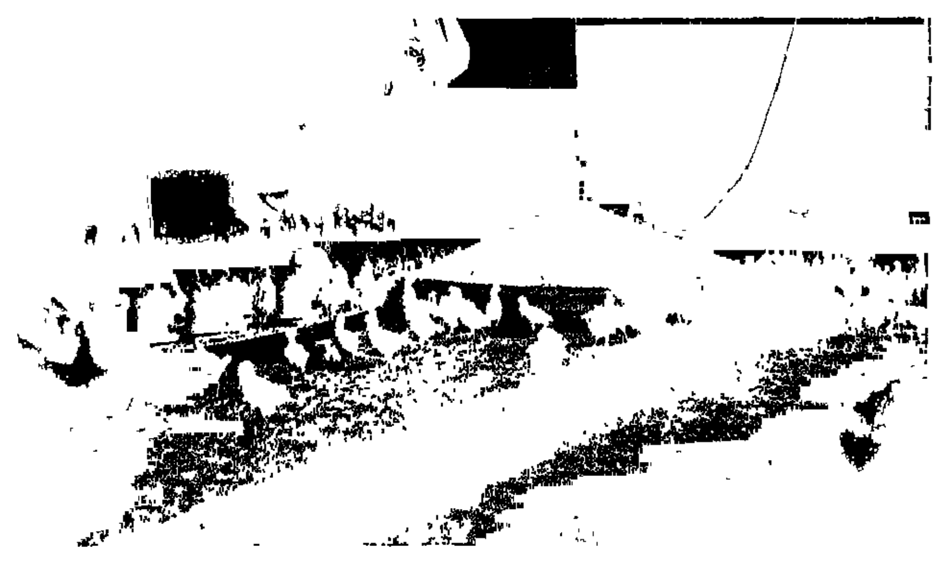


Fig. 16. The Electrical Brooder for Chicks.

The electric brooder is used extensively by California poultrymen, and the sizes vary from 50 to 500 chicks under a brooder. The connected load is approximately 1½ W per chick and the power consumption varies between 500 and 1500 Wh per chick per season. Non-glowing coil heating elements are used. Approximately 1000 electrically heated brooders are now in use in California, with a combined capacity of 10,000,000 chicks a year.

motors installed, employing from 33 to 34 new employees and producing over $ 206,000.00 in new commodities. Furthermore, it was established that the very labor, cement, and machinery involved in the building of those great hydro-electric plants had a "self interest" appeal. In these great construction enterprises the fabric used to make the transformers appealed to the cotton industry, the copper to the mining industry, and the vast amount of labor involved in the construction work necessary interested the workers everywhere. Here, then, was a new thrill of an economic and social nature in engineering enterprise that affected all people alike in the great Commonwealth of California.

The sale of stock to consumers soon spread far beyond the borders of California and today throughout America this method of finance is

largely in vogue for securing the junior financing necessary for these great public utility enterprises. Today probably as much as five to ten billion dollars of capital investments have been secured in this way in America. In California, one company alone, the Southern California Edison Company, has sold its common stock to over 124,000 different consumers.

A third social aspect of power development became apparent as the years went on, due to problems that developed within the electrical industry itself. The people of the Commonwealth began to demand, and rightfully too, not only a courteous service in the supply of electric power, but also, in the installation of electrical equipment in the home, that no workmanship be shoddy or poorly done. In the rapid growth of the electrical industry many hundred young men who in their boyhood days had wired front door bells or had played with storage batteries of various sorts, now declared themselves competent to do the more intricate installation of electrical equipment in the home. They were largely poorly financed and of a slip-shod disposition.

Here then was a new problem. The public now demanded that the electrical industry itself—the manufacturer, the jobber, the central station, and the contractor dealer—should feel the responsibility for guaranteed service in equipment and in installation. Through electrical organizations, meeting at luncheon clubs in San Francisco, Los Angeles, and other larger cities of California, leaders in the industry in all of its branches, were called together each week to discuss how problems involving the public could be more satisfactorily solved and the industry purged of its shiftlessness and its inability to deliver competent and efficient service which the public rightfully demanded. Thoroughly representative conferences were called in central locations in all sections of the State, three or four times a year to discuss the situation. Men in the industry, often competitors, were taught to work together, and to know each other better personally, and put themselves shoulder to shoulder in the discussion of their problems. Thus an *esprit de corps* was created and the result was to minimize the effect of irresponsible workmanship. Although competitors, they were taught that there was a mutual responsibility demanded and a grade of excellence in workmanship that must be adhered to. This resulted in the formation of what is known as the California Electrical Bureau, an organization to which central stations, jobbers, manufacturers, and contractor dealers contributed in money sufficient sums to enable them to employ experts to tell the people how electrical homes should best be wired, and where electrical outlets could be placed in the home so that a more efficient service could be given to the home and to the public generally.

It is interesting to note that the term "convenience outlet" now universally employed in America to designate the electrical outlet for connecting up electrical appliances in the home, originated in California. It was through the efforts of the California Electrical Bureau that the name became accepted as the standard designation for the T slot,

concealed contact receptacle. Prior to that time each manufacturer had turned out a different type of outlet, some to receive parallel blades and others tandem blades and still others a screw base-plug. Each manufacturer catalogued these outlets under a different name and in common parlance they were termed floor plugs, baseboard outlets, or attachment plugs. The advantage of a standardized type and name became readily evident in this campaign among builders and architects, and a member of the Advisory Board of the California Electrical Bureau went to eastern wiring device manufacturers of America and succeeded in selling the idea which led to the present standardization throughout America.

One of the first steps in raising the standard of electrical installations was to pursuade city and town electrical inspection departments to improve their electrical ordinances. In many cases it was found that these ordinances had been in existence and unchanged for fifteen or twenty years despite the tremendous strides which had been made in electrical development and its utilization during that time. This effort was first carried on by personal contact with the individual inspectors in their various communities; more recently, favorable contact has been established with the Pacific Coast Building Officials Conference, an organization composed of leading home builders of California, which has prepared and is putting into effect in an ever increasing number of our communities a Uniform Building Code to which they have recently added as an electrical supplement a standard electrical code prepared by the Southwestern Section of the International Association of Electrical Inspectors.

The next step was the devotion of more direct attention to architects and builders, encouraging them to install more convenient outlets for electrical uses in the home than was then the practice. At the time this effort was first undertaken surveys showed that the average number of convenience outlets installed was one per *home*. After a little over two years of effort this average was found to have been increased to one and a half per *room*. One of the methods employed to encourage builders to meet these increased standards was an agreement entered into with them whereby on every home in which they installed at least one convenience outlet per room the Bureau would place a large placard reading "This Home Equipped with Electrical Convenience Outlets" as a means of helping them advertise the home's inducements to the passerby.

As a means of calling definitely to the attention of the public the important part played by electrical wiring in a home completely furnished and ready for occupancy, arrangements were made with a number of builders throughout California whereby they would construct a home and wire it according to plans and specifications prepared by the Bureau. Upon the completion of the furnished homes, the general public was invited to visit them. Although a complete outfit of domestic electrical appliances was displayed in these homes the selling effort put forth was not directed toward the appliances but toward the wiring. The

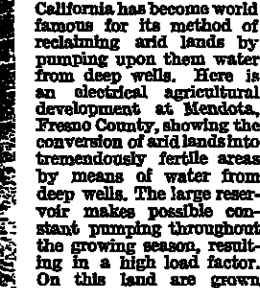


Fig. 17. Reclaiming Arid Lands.

California has become world famous for its method of reclaiming arid lands by pumping upon them water from deep wells. Here is an electrical agricultural development at Mendota, Fresno County, showing the conversion of arid lands into tremendously fertile areas by means of water from deep wells. The large reservoir makes possible constant pumping throughout the growing season, resulting in a high load factor. On this land are grown cotton, corn, alfalfa, and wheat.

attention of visitors was called to the fact that the appliances could all be used with a maximum of convenience and efficiency because outlets had been provided at the points of desired utilization and it was not necessary to attach the appliances to lighting fixtures in order to energize them. The display of these homes was continued for several years and they were visited by thousands of people.

With the installation of a greater number of convenience outlets in homes the use of electrical appliances grew very substantially. This imposed an added burden upon the wiring system and in many cases where the wire sizes were small and there were a great many outlets per circuit there was a resultant voltage drop due to copper loss which reduced the operating efficiency of the equipment. It became imperative, therefore, to give to builders and prospective builders of homes some means whereby they could specify an adequate electrical installation without becoming involved in the technical phases of the lay-out. To meet this need the industry prepared a set of specifications designed to represent the minimum which could go into any home and still enable the occupant to use electricity satisfactorily. These specifications were then called the Red Seal Standards and builders were given to understand that by specifying that their wiring should conform to the Red Seal Standards they would be assured of an adequate installation because the California Electrical Bureau, representing the electrical industry, would inspect their wiring and see that it conformed to the established standards which provided for all of the technical characteristics so often overlooked by the uninformed. The growth of this plan has been amazingly rapid when it is considered that among the requirements it is necessary that a home be wired for an electric range.

So gratifying has been the acceptance of the Red Seal residential program that inasmuch as the same problem of inadequacy has retarded the progress of good commercial illumination it was decided to expand the Red Seal Plan to include commercial structures by the preparation of a set of specifications designed to provide an installation which would accommodate good illumination in stores, office buildings, hospitals, and hotels. This program has just been launched but its early reception among architects, engineers and builders would indicate that from their standpoint it fills an even greater need than was filled by the residential specifications. Copies of the specifications for electrical homes and commercial lighting are appended at the end of this paper.

What of the Future?

With an industry now collecting from the people for costs of service something like one hundred and fifty million dollars in the State of California annually, and in America as a whole in excess of two billion dollars annually, there has appeared the necessity for a very delicate and complete understanding between the public served and the electrical industry as a whole. Undoubtedly much of the success with which these great electrical enterprises in America have met, is due to the confidence felt in the integrity of the leaders of this industry by the American people

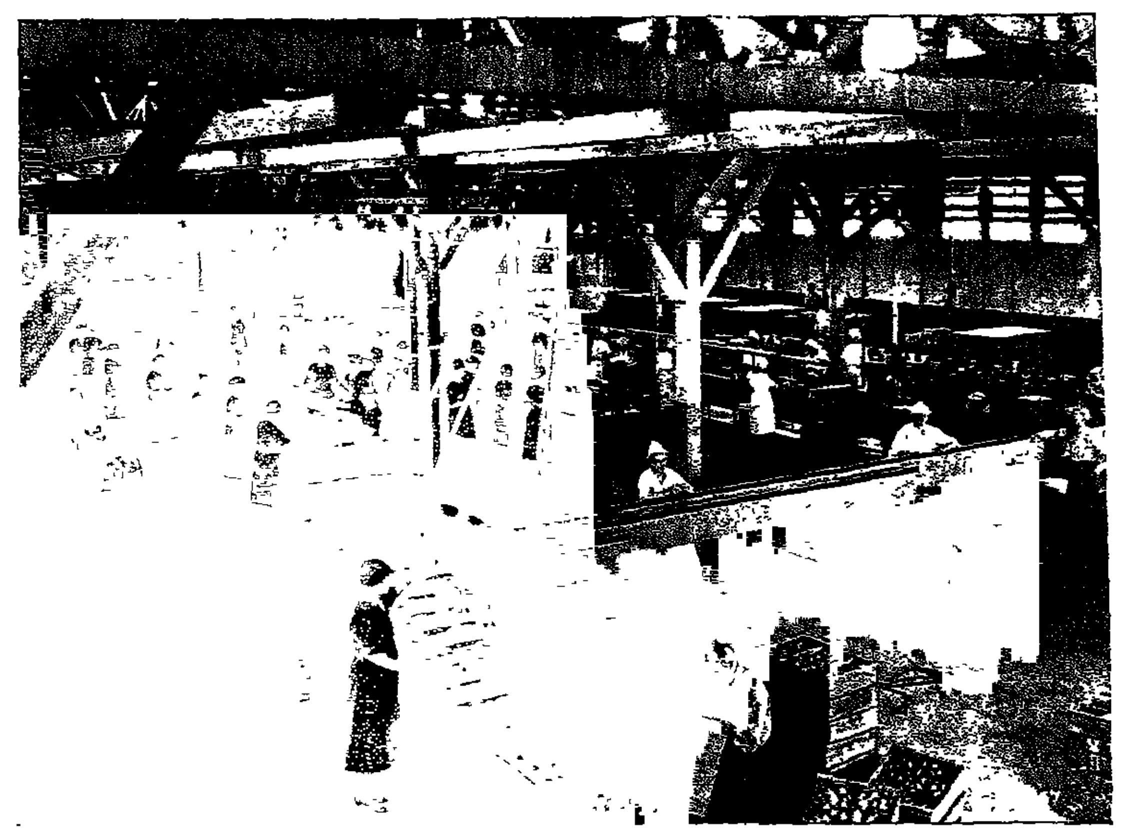


Fig. 18. Labor Saving by the Method Electrical.

Note the electrically operated conveyors and sizing processes in this photograph. Here is shown a plant of the California Peach and Fig Growers at Dinuba, California, where electricity is used in labor saving methods of handling and preparing the fruit for packing. Last year California produced six million dollars in farm products.

as a whole. This has given opportunity for the play of personal initiative in America and has made possible accomplishments which are thrilling to behold.

The preservation of this spirit of initiative would seem essential in an enterprise, particularly one that is just in its infancy as far as its possibilities of service to the human race are concerned. Such a one is the electrical industry. President *Herbert Hoover*, possessed of far-seeing statesmanlike engineering vision, has said: "The progress of our nation can come only by preserving on the one hand the vital initiative and enterprise of our people and on the other hand equal opportunity for all."

In California this spirit of initiative and enterprise has been allowed to express itself to the fullest. Upon its rate-fixing regulatory body, the California Railroad Commission, for the most part, have sat men of the highest principles. They have acted with such carefully discriminating judgment that the Courts have in but few cases disagreed with their decisions. Quite typical of the high public regard in which the founders of the present extended functions of this body are held, is the expression on the part of the students of the University of California in summing up the life of the founder of the California Railroad Commission and its first President, the late *John M. Eshleman*, when they carved upon his bust installed in the student's gathering place on the University Campus where *Eshleman* had graduated twenty years before: "Against the odds of poverty and constant ill-health he made his way always serving his fellow men with ability, courage, and honesty."

On the other hand, leaders of the electrical industry in California have, with their devotion fixed upon the highest business ideals attainable, completed the social aspects of this picture in the Commonwealth of California. Early in the life of this industry these leaders realized that complete frankness with the public is the only way to safeguard the future of private business. The late *Wiggington E. Creed*, while president of the Pacific Gas and Electric Company, voiced these sentiments in no uncertain words when he said: "The safeguards of the future of private business are the men in its ranks who believe its fundamental purpose is to serve society; who are conscious of their duty to keep its tendencies in the direction of service and to strengthen and develop these tendencies; who give their best energy and devotion to bring about positive accomplishment in the public interest; who are frank with the public, and can, without fear, let the public know what they are doing and why."

So long as men of this type are placed at the head of our great utility companies serving the State of California, and so long as men of the highest integrity sit upon its rate-fixing, regulatory body, so long will the people of the Commonwealth give to private enterprise the opportunity for the necessary play of initiative in the development of the electrical industry in this section of the world, where the "electrical way" bids fair to continue throughout the years as fundamental in the engineering, economic, and social life of the Commonwealth.

Résumé

Ce rapport expose l'histoire et les problèmes du développement de la production, de la transmission et de la consommation d'énergie dans la région où les fermes et les habitations sont le plus complètement électrifiées du monde, c'est-à-dire dans l'état de Californie, aux Etats-Unis d'Amérique. L'auteur expose les problèmes techniques de la solution desquels ce développement a dépendu, entr'autres la transmission de force sur des distances formidables de 250 à 300 milles et sous des voltages atteignant 220,000 V, et sa distribution au moyen de réseaux interconnectés à des districts ruraux et urbains, sur une superficie inférieure seulement de 20% à celle de l'Allemagne. Il explique d'abord comment de tels problèmes sont nés de l'isolement géographique et des particularités topographiques de la région considérée, l'état étant éloigné des grands centres bancaires de la côte de l'Atlantique, et contenant de grandes surfaces improductives et dépourvues d'eau, et des sources puissantes d'eau et d'énergie dans les montagnes éloignées de plusieurs centaines de milles des endroits où on en a besoin.

Ensuite le rapport indique jusqu'à quel point la solution de ces problèmes a influencé la consommation d'énergie électrique, dans l'industrie, dans l'agriculture et dans les usages domestiques. Il montre qu'une distribution convenable et abondante d'énergie n'a pas conduit seulement à une utilisation générale, mais à de nouveaux usages, comme dans l'industrie complètement électrifiée des conserves de fruits, dans la ferme électrifiée, et dans le ménage électrifié.

Les chapitres suivants présentent les problèmes économiques et sociaux créés par un usage si vaste de l'électricité, — la détermination des tarifs, le soutien financier des projets électriques s'élevant à deux milliards de dollars, la standardisation des conducteurs et du personnel par l'industrie électrique elle-même et les moyens au moyen desquels on a desservi mieux le public, et meilleur marché.

L'auteur présente des arguments soutenant la thèse que de grandes entreprises qui exigent de nouvelles inventions rapidement réalisées sont le mieux possible conduites par l'initiative privée sous une surveillance exercée avec une grande largeur de vues, par les pouvoirs publics; celle-ci demande des chefs d'industrie de la meilleure espèce, qui sont conscients de leur obligation de fournir le courant dans de bonnes et équitables conditions, et de faire savoir au public ce qu'ils font et pourquoi. L'auteur achève en disant que sous un pareil système, l'électrification jouera un rôle prépondérant dans le progrès mondial.

Generalbericht

Einzelprobleme der Elektrizitätswirtschaft verschiedener Länder

Dr.-Ing. Adolph

Der Generalbericht umfaßt die folgenden Berichte:

Bericht Nr. 378: Entwicklung, Bestand und Leistungsfähigkeit der elektrischen Kraftzentralen in Argentinien (Argentinien)
Dipl.-Ing. R. Wilken

1927 betrug die gesamte Kraftwerksleistung der 11 größten Versorgungsgebiete 556642 kW; 91,4% der Maschinenleistung waren Dampfmaschinen. 94,84% der Stromerzeugung erfolgte in Form von Drehstrom, der teilweise am Verbrauchspunkt in Gleichstrom umgeformt wurde.

82023 kW Maschinenleistung verteilten sich auf 430 über das ganze Land verstreute Erzeugungsstationen mit einer Durchschnittsleistung von 73 kW, in denen 79,3% der Stromerzeugung in Form von Dreileiter-Gleichstrom und nur 12,5% in Form von Drehstrom erfolgte. 60,75% der Antriebsmaschinenleistung waren Ölmaschinen, 28,6% Dampfmaschinen.

Von 1927 an nahm die Zentralisierung der Energieerzeugung zu; die durchschnittliche Leistung der einzelnen Kraftwerke wuchs dementsprechend.

Bericht Nr. 152: Die Elektrizitätsversorgungsmöglichkeiten Lettlands (Lettland)
Ing. O. Leimans

Es wird geschätzt, daß im Jahre 1950 eine Jahreserzeugung von 540 Mill. kWh bei einer gesamten Zentralenleistung von 225000 kW erforderlich sein wird. Die Erzeugung elektrischer Arbeit soll hauptsächlich aus Wasserkraft, aushilfsweise aus Torf erfolgen. Die mögliche Ausbauleistung der Wasserkraftwerke wird auf 593000 kW, die gleichzeitig notwendige der Hilfswärmekraftwerke auf 230000 kW angesetzt. In Jahren mittlerer Feuchtigkeit werden die Wasserkraftwerke 1960 Mill. kWh erzeugen können. In trockenen Jahren ist eine zusätzliche Erzeugung von 330 Mill. kWh aus Wärmekraftwerken erforderlich.

Die Wasserkraftwerke sollen untereinander und mit den Hilfskraftwerken auf kürzestem Wege durch Fernleitungen verbunden werden, die durch die Gebiete des dichtesten Verbrauchs hindurchgehen und

Spannungen von 60—100 kV und eine Gesamtlänge von etwa 1600 km erhalten sollen.

Zunächst werden 2 Wasserkraftwerke in der Nähe von Riga mit insgesamt 152000 kW Leistungsfähigkeit gebaut und 4 bereits bestehende Wärmekraftwerke in Riga, Libau, Dünaburg und Walk auf eine Gesamtleistungsfähigkeit von 90000 kW erweitert.

Bericht Nr. 218: Die jüngste Entwicklung der Energieerzeugung und Energieverteilung in der Schweiz (Schweiz).
Prof. Dr.-Ing. B. Bauer und Prof. E. Dünner

Untersuchung über rationelle Ausnutzung der Wasserkräfte, Zusammenarbeiten zwischen Speicherwerken und Werken ohne Speicher. Gesichtspunkte für Anlage großer Netze.

Bericht Nr. 319: Five Year Plan of Electrification in the U.S.S.R. 1928/29 to 1932/33 (Russia)
Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

Im Jahre 1932/33 sollen insgesamt 26000 Mill. kWh erzeugt werden, davon 73% von den Systemen der zentralisierten Elektrizitätswirtschaft, Gruppe der Staatsgroßkraftwerke. Die Leistungsfähigkeit aller Elektrizitätswerke soll im Oktober 1933 7700 MW, die der Staatsgroßkraftwerke 5300 MW betragen. Die Länge der in Betrieb befindlichen Hochspannungsleitungen mit Spannungen von 20—220 kV soll von 2065 km im Jahre 1927/28 auf 16000 km im Jahre 1932/33 gesteigert werden.

1932/33 sollen 82% des gesamten Energiebedarfs der Industrie durch Elektrizität gedeckt werden. Der Brennstoffverbrauch der Kraftwerke und die Strompreise sollen stark ermäßigt werden.

Bericht Nr. 321: Developmentsin Electric al Constructions and Electrical Supply of the U.S.S.R. over the Period from 1923 to 1929 incl. (Russia)
Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

Die Hauptrichtlinien für den Wiederaufbau der Elektrizitätswirtschaft nach Beendigung der Kriegsperiode sind: Konzentration der elektrischen Energieerzeugung in großen Kraftwerken; Kupplung der kleinen Stationen zum gemeinsamen Betrieb; Ausnutzung örtlicher Energiequellen.

Die gesamte Leistungsfähigkeit der Überlandzentralen betrug Ende 1929 892000 kW; Ende 1929 befanden sich 2586500 kW neuer Kraftwerke im Bau.

Die Gesamtlänge der Hochspannungsleitungen von 20—115 kV wuchs von 706 km im Jahre 1922/23 auf 3378 km im Jahre 1928/29.

Die Stromerzeugung ist von 2550 Mill. kWh im Jahre 1922/23 bei einer jährlichen Steigerung um etwa 22% auf 6465 Mill. kWh im Jahre 1928/29 gestiegen.

Bericht Nr. 315: The Electrical Supply of Moscow and Region During the Last Five Years (1924/25 to 1928/29) (Russia)
M. A. Smirnov

Die Versorgung Moskaus und Umgebung mit elektrischer Energie erfolgt durch 5 Kraftzentralen, die in der MOGES-Union zusammengefaßt sind. Ihre Gesamtleistungsfähigkeit betrug im Jahre 1928/29 240000 kW. Im Jahre 1929/30 soll sie, einschließlich einer Reserve von 11,3 %, 311500 kW und im Jahre 1932/33 665000 kW betragen. An der vorgesehenen Leistungssteigerung soll das Staatsgroßkraftwerk von 150000 kW Leistung, das auf Braunkohlenlagern in der Nähe Moskaus gebaut werden soll, beteiligt werden. Die Gesamterzeugung der Kraftwerke betrug 1928/29 960 Mill. kWh, von denen 832,5 Mill. kWh abgegeben wurden. Die Gestehungskosten einer kWh betragen im Mittel für alle Kraftwerke 3,84 Kopeken an den Kraftwerkssammelschienen und 6,87 Kopeken an der Übergabestelle an den Abnehmer.

Die gesamte Länge aller Übertragungs- und Verteilungsleitungen nahm im Laufe der letzten 6 Jahre von 2411 km auf 6056 km zu. Ganz Moskau wird mit einem Hochspannungsring von 115 kV umgeben, der mit den Kraftwerken der MOGES und dem Staatsgroßkraftwerk gekuppelt wird und Moskau über 6 Unterstationen mit Leistungen von 20000—60000 kVA versorgt.

Bericht Nr. 116: Design and Operation of Thermal Power Plants in Japan (Japan)
Seitaro Goto and Kenji Kato

Im Jahre 1927 entfielen 61% der Gesamtleistungsfähigkeit aller Kraftwerke auf Wasserkraftwerke und 39% auf Wärmekraftwerke. Die Leistungsfähigkeit der Dampfkraftwerke betrug 1315000 kW, die der Dieselkraftwerke 42000 kW.

Die meisten Wärmekraftwerke arbeiten unter sehr ungünstigen Belastungsverhältnissen und verfeuern außerdem Braunkohle von geringer Qualität und hohem Preis. Um die Anlagekosten niedrig zu halten, wurden bisher Dampfdrücke unter 21 atü angewendet. Es ist wahrscheinlich, daß sich durch Verwendung höherer Drücke mit Vorschaltturbinen eine größere Wirtschaftlichkeit erzielen lassen wird. Dampfspeicherung wird in Kraftwerken bisher nicht verwendet. Mit Rücksicht auf die schwankenden Belastungsverhältnisse ist besonders gleichmäßiger Turbinenwirkungsgrad bei allen Teilbelastungen und schneller Anlauf erforderlich. In nächster Zeit ist mit ausgedehnter Einführung von Kohlenstaubfeuerung zu rechnen.

Dieselanlagen werden in kleineren Einheiten hauptsächlich an Stellen verwandt, die für das allgemeine Verteilungsnetz nur schwer zugänglich sind.

Versuche, stilliegende Generatoreneinheiten als Synchronphasenschieber zu verwenden, haben gute Ergebnisse gezeigt.

Bericht Nr. 150: Generation, Transmission and Distribution of Electricity in Canada (Canada)
J. C. Smith and Prof. C. V. Christie

Die gesamten Wasserkräfte Kanadas werden nach dem gegenwärtigen Stand der Erforschung der kanadischen Länder auf 33617200 HP

geschätzt. Von diesen sind gegenwärtig 15,16% ausgebaut. Der Ausbau der Wasserkräfte ist in den 5 Jahren 1924—1929 mit einer durchschnittlichen Zunahme von 360000 HP für 1 Jahr fortgeschritten. Im Jahre 1934 soll die gesamte ausgebaute Leistung 7500000 HP betragen. Dampfkraftwerke werden nur gebaut, wenn die Verwendung von Abfallstoffen zur Feuerung ihren Betrieb besonders wirtschaftlich gestaltet.

Die Gatineau Power Co. besitzt die erste 220 kV Übertragungsleitung Kanadas, die eine Länge von 230 Meilen hat; 2 weitere 220 kV Leitungen sind im Bau.

Bei der Ausdehnung der Übertragungssysteme und der Größe der miteinander gekuppelten Leistungen muß besondere Sorgfalt auf elektrische Stabilisierung des ganzen Systems verwandt werden. Um auch bei langsamlaufenden Wasserkraftgeneratoren mit angebauten Erregermaschinen schnelle Erregung zu ermöglichen, werden schnellaufende Steuererregermaschinen vorgesehen, die den Erregerstrom der langsamlaufenden Haupterregermaschine liefern.

Bericht Nr. 147: Hydro-Electric Industry of Canada (Canada)
G. G. Gale

Der Ausbau der kanadischen Wasserkräfte erfordert hohe Kapitalanlagen, da die vorhandenen Wasserkräfte stark wechselnde Wassermengen führen und infolgedessen ausgedehnte Regulieranlagen benötigt werden. Um diese mit größter Wirtschaftlichkeit auszunutzen, werden häufig an regulierten Flußläufen mehrere Wasserkraftwerke hintereinander angelegt. Wasserkraftanlagen an nichtregulierten Flüssen werden durch Kupplung mit Wasserkraftwerken an regulierten Flüssen und Betrieb als Grundlastwerke besser ausgenutzt. Kleine Wasserkraftwerke, für die gesondertes Betriebspersonal zu teuer sein würde, werden von den Hauptwerken ferngesteuert.

Zur wirtschaftlichen Ausnutzung der großen Wasserkraftanlagen werden meistens in der Nähe der Kraftwerke große Industrieanlagen errichtet. Große Bedeutung hat in dieser Hinsicht die Verwendung der Elektrizität zur Dampferzeugung.

Günstiger Belastungsausgleich, Vereinfachung der Reserveschaltung, Vorteile bei der Neuerstellung von Maschinensätzen und Anlageteilen und Ausgleich von Verschiedenheiten in der gleichzeitigen Leistungsfähigkeit verschiedener Wasserkraftsysteme werden durch weitgehende Kupplung der Übertragungssysteme angestrebt. Um das Zusammenarbeiten der miteinander gekuppelten Systeme zu erleichtern, wurden Dachgesellschaften gebildet.

Bericht Nr. 262: Power Costs and Trends in the United States (U.S.A.)
L. W. W. Morrow

Infolge zunehmender Verschiedenartigkeit in der Benutzung der Elektrizität hat sich die Zahl der Benutzungsstunden der Höchstbelastung in den Erzeugungs- und Übertragungsanlagen in jedem Jahr

vergrößert; Fortschritte in der Feuerungstechnik haben wesentliche Ersparnisse in den Erzeugungskosten ermöglicht; es ist wirtschaftlich möglich geworden, die Versorgungssysteme so auszudehnen, daß elektrische Energie praktisch überall zur Verfügung steht. In steigendem Maße werden höhere Dampfdrücke (85 at) angewandt. Infolge der günstigen Energieerzeugungsmöglichkeit in Wärmekraftwerken schreitet der Ausbau der Wasserkraftwerke nur langsam fort.

Die Brennstoffkosten, die den höchsten Anteil (50 bis 80%) an den Erzeugungskosten in Wärmekraftwerken haben, vermindern sich im allgemeinen mit wachsender Kraftwerksgröße. Es läßt sich zeigen, daß von einer bestimmten Größe des Kraftwerks an sich eine weitere Verringerung der Brennstoffkosten nicht mehr erzielen läßt. Es erscheint daher fraglich, ob über diese Größe hinaus eine Steigerung der Kraftwerksleistungen mit Rücksicht auf die wachsenden Schwierigkeiten der Energieübertragung und der Beherrschung atmosphärischer Störungen wünschenswert ist.

Da elektrische Energie in allen Teilen der Vereinigten Staaten ungefähr zu denselben Bedingungen bezogen werden kann, ist der Preis der Elektrizität bei Wahl der Lage eines neuen Industriewerks nicht von ausschlaggebender Bedeutung.

Bericht Nr. 365: Die Einführung von Wechselstrom in Stockholm (Schweden)
Ing. N. Forssblad

Im Jahre 1927 wurde der Beschluß gefaßt, an Stelle der bisherigen Versorgung mit Gleichstrom 2×220 V eine Versorgung mit Wechselstrom von 50 Hertz und 220/127 V in gewissem Umfange für Neuanlagen, besonders in den Vororten, einzuführen. Die Verteilungsanlage wird so gebaut, daß Übergang auf 380/220 V ohne Umbauten möglich ist.

Um die Kurzschlußströme im Hochspannungsnetz zu begrenzen, wird dasselbe nach Möglichkeit aufgeteilt betrieben; zu diesem Zweck sind die Sammelschienen im Kraftwerk und in den Unterwerken durch Drosselspulen in einzelne Gruppen unterteilt.

Zur Erzielung großer Betriebssicherheit werden in den Umspannstationen 6000/220/127 V je 2 Transformatoren aufgestellt, die jeder durch ein eigenes Kabel hochspannungsseitig versorgt werden. Diese Stationen werden durch 2 Hochspannungskabel und mehrere Niederspannungskabel, die durch die Gebiete dichtesten Verbrauchs geführt werden, miteinander verbunden. Hochspannungsabnehmer und Stütztransformatoren für die angrenzenden Niederspannungsnetzteile werden an beide Hochspannungskabel und an die Niederspannungkabel angeschlossen.

An dieser Stelle möchte ich auf ein vor kurzem erschienenes Buch: „Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung" von Dr. *O. von Miller*, hinweisen, das zwar nicht als Bericht für die Zweite Weltkraftkonferenz vorliegt, dessen Erscheinen aber offiziell mitgeteilt wurde. Es behandelt auf Grund einer Reihe von Gutachten die Frage der Elektrizitätsversorgung des Deutschen Reiches.

Entwicklungslinien

Der Bedarf an elektrischer Energie ist in allen Ländern gestiegen, ohne daß sich Anzeichen einer Sättigung gezeigt haben. Die Energieerzeugung wird nach Möglichkeit in größeren Einheiten zusammengefaßt, sodaß die durchschnittlich in den Zentralen verfügbare Leistung wächst. Man ist bestrebt, einheimische Energiequellen auszunutzen. Zu diesem Zweck werden in verschiedenen Ländern Pläne für die einheitliche Entwicklung der einheimischen Elektrizitätsversorgung ausgearbeitet und durchgeführt.

Bei großen Erzeugungseinheiten herrscht Dampf als Triebkraft vor; Dieselmaschinen finden als Spitzenmaschinen in kleinen Anlagen in dünn besiedelten oder unzugänglichen Gebieten und bei örtlichem Ölvorkommen Verwendung; alle Länder mit ausnutzungsfähigen Wasserkräften fördern den Ausbau derselben.

In Zusammenhang mit Zentralisierung der Erzeugung wird der Ausbau der Übertragungssysteme, meistens für das ganze Land nach einheitlichem Plan, gefördert. Hierbei wird weitgehende Kupplung der einzelnen Erzeugungs- und Übertragungssysteme untereinander angestrebt. Über die Grenze, bis zu der Vergrößerung der Erzeugungsanlagen und Kupplung der Übertragungssysteme wirtschaftlich vorteilhaft ist, hat sich noch keine Klarheit ergeben.

Die Größe der miteinander gekuppelten Leistungen erfordert besondere Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der elektrischen Stabilität der verbundenen Systeme. Dies ist durch entsprechende Konstruktion von Generatoren und Erregermaschinen berücksichtigt.

Die Leistungsfähigkeit der Schaltorgane, d. h. Schaltleistung und Schaltgeschwindigkeit, wurden erheblich gesteigert.

In kleinen Versorgungsanlagen wird Gleichstrom, in Versorgungsanlagen größerer Ausdehnung und Verbrauchsdichte Drehstrom bevorzugt. Bei Übergang von Gleichstrom- auf Drehstromversorgung wird hohe Betriebssicherheit der Drehstromversorgung durch mehrfache Speisung der einzelnen Versorgungspunkte erzielt.

Hauptsächlich durch Verbesserung der Feuerungstechnik sind wesentliche Ersparnisse in den Erzeugungskosten erreicht worden, so daß der Preis elektrischer Arbeit überall gesenkt werden konnte; hierdurch wurde der Industrieverbrauch wesentlich gefördert.

Diskussionsvorschläge

Für die Diskussion wird die Behandlung folgender Fragen vorgeschlagen:

1. Bis zu welcher Grenze bietet die Vergrößerung von Erzeugungsanlagen wirtschaftliche Vorteile?

2. Bis zu welcher Grenze ist Kupplung von Übertragungssystemen vorteilhaft?

3. Inwieweit ist internationale Zusammenarbeit von Erzeugungs- und Übertragungsanlagen erforderlich und wirtschaftlich vorteilhaft?

General Report

Individual Problems of Power Supply in Different Countries

Dr.-Ing. Adolph

The general report comprises the following papers:

Paper No. 378: Entwicklung, Bestand und Leistungsfähigkeit der elektrischen Kraftzentralen in Argentinien (Argentinien)
Dipl.-Ing. R. Wilken

In 1927 the total capacity of the power stations supplying the 11 largest districts amounted to 556,642 kW; 91.4% of the power was provided by steam engines, 94.84% of the current was produced in the form of 3-phase current which was in part converted into direct current at the points where it was to be utilized. 82,023 kW of the installed capacity were divided among 439 generating stations scattered over the whole country, the average output being 73 kW; 79.3% of the current was generated in 3-wire direct current plants and only 12.5% was 3-phase current: 60.75% of the prime movers were oil engines, 28.6% were steam units.

From 1927 onwards the centralization of power supply grew steadily: There was a corresponding increase in the average output of the individual generating stations.

Paper No. 152: Die Elektrizitätsversorgungsmöglichkeiten Lettlands (Lettland)
Ing. O. Leimans

It is estimated that in the year 1950 it will be necessary to generate 540 million kWh per annum with a total power station capacity of 225,000 kW. Electricity is to be generated mainly by water power with peat as an auxiliary. It is estimated that by the development of existing water power a generating capacity of 593,000 kW will be available; an auxiliary thermal power capacity of 230,000 kW will be necessary at the same time. In years when there is an average rainfall, the water power should be able to generate 1960 million kWh. In dry years the additional generation of 330 million kWh by heat engines will be necessary.

The water power stations are to be coupled with each other and with the auxiliary power stations by long distance lines following the shortest routes; these are to pass through the districts where the demand is greatest and are to have voltages of 60—100 kV and a total length of 1600 km approximately.

First of all two water power stations are to be erected in the neighbourhood of Riga with a total capacity of 152,000 kW and four existing thermal power plants at Riga, Libau, Dünaburg and Walk are to be extended so as to have a total capacity of 90,000 kW.

Paper No. 218. Die jüngste Entwicklung der Energieerzeugung und Energieverteilung in der Schweiz (Schweiz)
Prof. Dr.-Ing. Bauer und Prof. E. Dünner

This paper examines the rational utilisation of water powers and discusses cooperation between storage plants and power stations not provided with such installations. The considerations involved in the equipment of large networks are also touched agen.

Paper No. 319: Five Year Plan of Electrification in the U.S.S.R. 1928/29 to 1932/33 (Russia)
Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

In 1932/33, 26,000 million kWh are to be generated, 73% of which are to be produced by the centralized electricity supply industry—a group of the State Power Stations. In October 1933 the capacity of all electricity works is to amount to 7,700 MW, and that of the State Power Stations to 5,300 MW. The length of the high voltage lines in use with voltages of 20—220 kV is to be increased from 2965 km in 1927/28 to 16,000 km in 1932/33.

In 1932/33, 82% of the total power required by industry is to be supplied by electricity. The fuel consumption of the power stations and the price of electric current are to be greatly reduced.

Paper No. 321: Developments in Electrical Constructions and Electrical Supply of the U.S.S.R. over the Period from 1923 to 1929 incl. (Russia)
Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

The reconstruction of the electrical industry after the War period is to take place on the following main lines: concentration of electric power generation in great power stations; coupling of small stations for purposes of co-operation; utilization of local power sources.

At the end of 1929 the total capacity of the long distance supply stations amounted to 892,000 kW; at the end of 1929 new power stations for generating 2,586,500 kW were under construction.

The total length of the high tension lines of 20—115 kV was increased from 706 km in 1922/23 to 3378 km in 1928/29.

The annual increase in the quantity of power generated was about 22%, i.e. it rose from 2,550 million kWh in 1922/23 to 6,465 million kWh in 1928/29.

Paper No. 315: The Electrical Supply of Moscow and Region during the Last Five Years (1924/25—1928/29) (Russia)
M. A. Smirnov

Moscow and district are supplied with electricity by five generating stations amalgamated in the Moges-Union. In 1928/29 their total

capacity amounted to 240,000 kW. In 1929/30 it will amount to 311,500 kW and in 1932/33 to 665,000 kW. These figures include a stand-by of 11.3%. The State Power stations with a capacity of 150,000 kW, which are to be built on the lignite deposits near Moscow, will provide part of the proposed increase.

In 1928/29 the total output of power stations amounted to 960 million kWh, 832.5 million kWh having been supplied to consumers. The generating cost for one kWh measured at the bus bars averages 3.84 kopecks for all the stations and 6.87 kopecks at the point of consumption.

The total length of all transmission and distribution lines has increased from 2411 km to 6056 km during the last 6 years. Moscow and district will be encircled by a 115 kV high pressure ring main which is coupled with the power stations of the MOGES Union and the State Super Power Station, and supplies Moscow by means of 6 sub-stations with capacities of 20,000—60,000 kVA.

Paper No. 116: Design and Operation of Thermal Power Plants in Japan (Japan)
Seitaro Goto and Kenji Kato

In 1927, of the total output of all power plants, 61% was produced in water power plants and 39% in thermal power stations. The capacity of steam power plants and Diesel engine stations amounted to 1,315,000 kW and 42,000 kW respectively.

Most of the power stations dependent on fuel are run under very unfavourable load conditions, and burn lignite of poor quality and high price. In order to keep down the investment cost, steam pressures of less than 315 lbs per sq. in (21 at) have hitherto been used. Greater economy may be obtained by employing higher pressure with auxiliary turbines. Up to the present no use has been made of steam accumulation. An especially uniform turbine efficiency at all partial loads together with ability to start up quickly is necessary in view of the varying load conditions. The immediate future will see the introduction of pulverised coal firing on a large scale.

Diesel installations are chiefly employed in smaller units located at points which are not easily accessible for the general distribution.

Experiments to run generator units as synchronous condensers, when not required for general distribution purposes, have given good results.

Paper No. 150: Generation, Transmission and Distribution of Electricity in Canada (Canada)
J. C. Smith and Prof. C. V. Christie

The total water power resources of Canada as known at the present time are estimated to aggregate 33,617,200 HP., 15.16% of which have been developed. The average increase of water power developed during the 5 years 1924—1929 amounted to 360,000 HP. per year. In 1934, the total capacity of the water power developed will be 7,500,000 HP. Steam power plants are only built where the burning of waste offers particular economical advantages.

The Gatineau Power Co. owns the first 220 kV transmission line in Canada, with a total length of 230 miles; two other 220 kV lines are under construction.

In view of the extent of the transmission systems and of the various stations interconnected special care must be given to stabilizing the system electrically. In order to obtain high-speed excitation for slow-speed hydro-electric generators with built-on exciters, high-speed pilot exciters are provided supplying the excitation current of the slow-speed main exciters.

Paper No. 147: Hydro-Electric Industry of Canada (Canada)
G. G. Gale

The development of Canadian Water Power requires great capital investment, as the quantity of water carried by the streams available varies enormously and consequently requires extensive regulating apparatus: to render these installations more profitable, very often several water power stations are built, one behind the other, along the course of the regulated rivers.

The operation of hydro plants on non-regulated rivers is rendered more economical by running them as base load stations and coupling them with stations located on regulated rivers, which supply the varying power balance. Small water power stations for which special personnel would be too expensive are operated from the main stations by remote control.

Large industrial plants are usually erected in the vicinity of the power stations in order to utilise economically large hydro plants. The use of electricity for steam generation is of great importance in this respect.

Efforts are being made to obtain favourable load balance, simplification of stand-by, advantages in replacing units and parts of the installation, and the compensation of differences in the simultaneous capacity of different hydro systems by the interconnection on a large scale of transmission systems. Holding companies have been promoted in order to facilitate co-operation of the interconnected systems.

Paper No. 262: Power Costs and Trends in the United States (U.S.A.)
L. W. W. Morrow

In view of the increasing diversity in the use of electricity the duration of the max. load has increased every year in generating and transmitting stations; progress in the technology and firing of fuels has resulted in considerable savings in the production costs; it has become economically possible to extend the supply systems so that electrical energy can be obtained practically everywhere. Higher steam pressures (1275 lbs. per sq. in.-85 at.) are being employed at a continually increasing rate. As it is possible to generate energy profitably in thermal power stations, the development of hydro plants is progressing but slowly.

The cost of fuel, which constitutes the greater part (50—80%) of the production costs in thermal power stations generally decreases as the size of the power station increases. It can, however, be shown that,

beyond a certain power station capacity, further reduction in fuel costs cannot be attained. In view of the increasing difficulties met with in transmitting very large loads and of controlling atmospheric disturbances, it seems doubtful whether it is desirable to increase the installed capacity of power stations beyond this limit.

Since electrical energy can be supplied at about the same rates all over the U. S. A., the price of electricity has no deciding influence on the choice of a site for new industrial works.

Paper No. 365: Die Einführung von Wechselstrom in Stockholm (Schweden)
Ing. N. Forssblad

In 1927 it was decided to partly supply new suburban undertakings with alternating current at 50 cycles and 220/127 V, instead of direct current at 2 × 220 V hitherto supplied. The distribution equipment has been so constructed that a change to 380/220 V will be possible without structural alteration.

In order to limit short circuit currents in the high voltage network, the latter is operated as far as possible in separate sections: for this purpose the bus bars in the power station and in the substations are sectionalised with interposed chokes.

In order to insure greater reliability of service two transformers are installed in each 6000/220/127 V substation, each of which is fed by its own separate cable on the H. T. side. These stations are interconnected by two high tension cables and several low tension cables running through the districts where the demand for power is greatest. H. T. consumers and net transformers for the adjoining L. T. system are connected to the H. T. and L. T. cables.

At this point I should like to mention Dr. *Oskar von Miller's* book "Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung". This work has not been prepared as a paper for the Second World Power Conference, although the latter has been officially notified of its publication. Based on a number of expert opinions, it deals with the national grid of Germany.

Trend of Development

The demand for electrical energy has increased in all countries and there is no indication of saturation; the production of energy is concentrated as far as possible in large units, so that the average central station capacity is increasing. Efforts are being made to utilize local sources of energy. For this purpose plans are being prepared in various countries for the uniform development of national grid systems.

Steam is the chief motive power in large generating units; Diesel engines are used to cover the peak load in small systems in sparsely populated or less accessible districts and in the vicinity of oil fields; all countries possessing natural water power resources are engaged in their development.

In connection with centralisation of generation, the construction of transmitting systems is being developed in most countries in accordance

with a uniform national scheme. No definite conclusions can be drawn as to the limit up to which the extension of power stations and the interconnection of transmitting systems offer economic advantages. The large interconnected capacity of interconnected plants necessitates special measures for maintaining electrical stability in the interconnected systems; this is provided for by the construction of suitable generators and exciters.

The capacity of switchgear, i. e. rupturing capacity and speed has been greatly increased.

Direct current is preferred in small installations; 3-phase crurent is used in larger areas with greater density of demand in cases where the supply system is changed from d. c. to 3-phase a. c., a high reliability of service is effected by multiple supply to the various feeding points.

Considerable savings in the production costs have been obtained mainly by improved firing methods so that the price of electricity has been reduced everywhere; thanks to this utilization of electricity by industry has been increased.

Points for Discussion

It is suggested that the following questions should be discussed:

1. Up to what limit does an increase in the size of generating stations offer economic advantages?
2. Up to what limit does the interconnection of transmission systems offer economic advantages?
3. To what extent is international co-operation in generating and transmitting plants desirable and economically advantageous?

Rapport général

Différents problèmes relatifs à l'industrie électrique dans divers pays

Dr.-Ing. Adolph

Le rapport général comprend les rapports suivants:

Rapport No. 378: Entwicklung, Bestand und Leistungsfähigkeit der elektrischen Kraftzentralen in Argentinien (Argentinien)
Dipl.-Ing. R. Wilken

En 1927 la puissance totale des centrales alimentant les 11 plus grandes régions de consommation était de 556.642 kW. 91,4% de la puissance installée étaient fournis par des machines à vapeur. 94,84% de l'énergie produite l'étaient sous forme de courant triphasé, dont une partie était transformée en courant continu aux endroits d'utilisation.

439 stations génératrices disséminées sur tout le territoire totalisaient en outre une puissance installée de 82.023 kW. La puissance installée d'une station était en moyenne de 73 kW. 79,3% de l'énergie étaient produits par ces stations sous forme de courant continu à 3 conducteurs et 12,5% seulement sous forme de courant triphasé.

60,75% de la puissance des machines motrices étaient représentés par des moteurs à huile lourde, 28,6% par des machines à vapeur.

A partir de 1927 la centralisation de la production de l'énergie a progressé; la moyenne de la puissance des stations s'est accrue parallèlement.

Rapport No. 152: Die Elektrizitätsversorgungsmöglichkeiten Lettlands (Lettland)
Ing. O. Leimans

On estime qu'en 1950 il sera nécessaire de produire 540 millions de kWh avec une puissance totale de 225.000 kW en centrale.

La production de la force motrice doit se faire principalement par force hydraulique, et au besoin à l'aide de tourbe.

La puissance maxima que l'on peut obtenir par l'énergie hydraulique est évaluée à 593.000 kW, et la puissance des centrales auxiliaires thermiques nécessitée en même temps, à 230.000 kW. Pendant les années d'humidité moyenne les centrales hydrauliques pourront produire 1.960 millions de kWh. Dans les années sèches, les centrales thermiques devront fournir un supplément de 330 millions de kWh.

Les centrales hydrauliques seront reliées entre elles et aux centrales thermiques auxiliaires selon les trajets les plus courts par des lignes à grande distance passant par les régions de plus forte consommation. Les tensions seront de 60.000 à 100.000 V et la longueur totale du réseau sera environ de 1.600 km.

En premier lieu, deux centrales hydrauliques vont être construites aux environs de Riga avec une puissance totale de 152.000 kW. Quatre centrales thermiques existant déjà à Riga, Libau, Dunabourg, et Walk vont être portées à une puissance installée totale de 90.000 kW.

Rapport No. 218: Die jüngste Entwicklung der Energieerzeugung und Energieverteilung in der Schweiz (Schweiz)
Prof. Dr.-Ing. Bauer und Prof. E. Dünner.

Étude concernant l'exploitation rationelle des forces hydrauliques collaboration entre des usines à réservoir d'accumulation et sans réservoir d'accumulation. Points de vue pour la construction de grands réseaux.

Rapport No. 319: Five Year Plan of Electrification in the U.S.S.R. 1928/29 to 1932/33 (Russia)
Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

En 1932 et 1933 la production totale d'énergie électrique doit être de 26.000 millions de kWh dont 73% seront produits par le Groupe des Grandes Centrales de l'Etat, faisant partie des Services Electriques Centralisés.

En octobre 1933, la puissance installée dans l'ensemble des centrales électriques sera de 7.700.000 kW. La puissance installée des Grandes Centrales d'Etat sera de 5.300.000 kW.

En 1927 les lignes à haute tension travaillaient sous des tensions de 20.000 à 220.000 V. L'ensemble des réseaux atteignait 2.965 km. Cette longueur sera portée à 16.000 km en 1932/33.

En 1932/33, 82% de la force motrice totale nécessaire à l'industrie seront produits par l'électricité. La consommation de combustible dans les centrales et le prix du courant seront considérablement réduits.

Rapport No. 321: Developments in Electrical Constructions and Electrical Supply of the U.S.S.R. over the Period from 1923 to 1929 incl. (Russia)
Prof. S. A. Koukel-Krajewsky

Les directives principales pour le relèvement de la production et de la distribution d'énergie électrique après la guerre furent les suivantes:

Concentration de la production d'énergie électrique en de grosses centrales; interconnexion des petites stations de production en vue d'une marche commune; exploitation des sources locales d'énergie.

A la fin de 1929 la puissance installée de l'ensemble des centrales du pays était de 892.000 kW. A cette même époque de nouvelles centrales d'une puissance de 2.586.500 kW étaient en construction.

La longueur totale des réseaux à haute tension de 20.000 à 115.000 V est montée de 706 km pour l'année 1922/23 à 3.378 km en 1928/29.

La production d'énergie électrique a augmenté de 2.550 millions de kWh en 1922/23 à 6.465 millions de kWh en 1928/29, l'accroissement de chaque année ayant été d'environ 22% sur la précédente.

Rapport No. 315: The Electrical Supply of Moscow and Region during the Last Five Years (1924/25—1928/29) (Russia)
M. A. Smirnov

L'alimentation de Moscou et de ses environs en énergie électrique est assurée par 5 centrales qui sont englobées dans l'UNION MOGES. Le total de leur puissance installée était en 1928/29 de 240.000 kW. En 1929/30 cette puissance sera de 311.500 kW y compris une réserve de 11,3%, et en 1932/33 elle sera de 665.000 kW. Dans cet accroissement de puissance envisagé seront compris les 150.000 kW de la grande centrale de l'Etat, dont la construction est prévue sur des gisements de lignite voisins de Moscou.

En 1928/29 les centrales produisirent au total 960 millions de kWh dont 832.5 millions de kWh furent distribués. Le prix de revient du kWh fut en moyenne pour toutes les centrales de 3.84 Kopeks aux barres omnibus des centrales, et de 6.87 Kopeks aux bornes de distribution aux consommateurs.

La longueur totale des lignes de transmission et de distribution est montée dans les six dernières années de 2.411 km à 6.056 km.

La ville de Moscou sera entourée d'un circuit à haute tension de 115.000 V qui sera interconnecté avec les centrales de la MOGES et la centrale d'Etat, qui alimentera Moscou par six sous-stations de 20.000 à 60.000 kVA.

Rapport No. 116: Design and Operation of Thermal Power Plants in Japan (Japan)
Seitaro Goto and Kenji Kato

En 1927, 61% de la capacité de production des centrales étaient d'origine hydraulique et 39% seulement d'origine thermique. La puissance intallée en centrales utilisant la vapeur était de 1.315.000 kW et celle des centrales à moteurs Diesel de 42.000 kW.

La plupart des centrales thermiques travaillent dans des conditions de charge très défavorables, et brûlent, de plus, du lignite de mauvaise qualité et d'un prix élevé. Afin de réduire les frais d'installation, on utilisa jusqu'à présent des pressions inférieures à 21 at. Il est vraisemblable que l'emploi conjugué de pressions plus fortes et de turbines d'amont permettra d'atteindre un service plus économique. Le procédé d'accumulation de vapeur n'a pas encore été pratiqué dans les centrales. En raison de l'amplitude des variations de la puissance distribuée, il est surtout nécessaire que les turbines aient un rendement constant à toutes les puissances fournies et la faculté d'une mise en marche rapide. Le chauffage au charbon pulvérisé sera introduit prochainement sur une grande échelle.

De petites stations à Diesel sont installées plus particulièrement aux endroits difficilement accessibles pour le réseau général de distribution.

Des essais faits en utilisant des génératrices arrêtées comme décaleurs de phase synchrones ont donné de bons résultats.

Rapport No. 150: Generation, Transmission and Distribution of Electricity in Canada (Canada)
J. C. Smith and Prof. C. V. Christie

D'après l'état actuel des recherches sur le territoire du Canada, on évalue à 33.617.200 CV la force motrice totale disponible en houille blanche. Actuellement, 15,16 % de cette énergie ont été mis en valeur. Dans les cinq années, de 1924 à 1929, la mise en valeur de la force motrice hydraulique a progressé en moyenne de 360.000 CV nouvellement installés par an; en 1934 la puissance totale installée sera de 7.500.000 CV. On ne construit de centrales à vapeur qu'aux endroits où la présence de déchets combustibles permet de rendre leur service particulièrement économique.

La «Gatineau Power Co.» possède la première ligne de transmission á 220.000 V du Canada. Cette ligne a 230 milles de longueur; deux autres lignes sont en construction.

Par suite de l'extension des systèmes de distribution et de l'importance des puissances interconnectées, il est devenu nécessaire de prêter une attention particulière à la stabilisation électrique de tout l'ensemble.

Afin de permettre un amorçage rapide également dans les hydrogénératrices à marche lente avec excitatrice solidaire, on a prévu l'installation d'excitatrices de commande à grande vitesse fournissant à l'excitatrice principale à marche lente le courant d'amorçage nécessaire.

Rapport No. 147: Hydro-Electric Industry of Canada (Canada)
G. G. Gale

La mise en valeur des forces hydrauliques du Canada nécessite des investissements importants de capitaux. Les débits des chutes sont en effet très variables, ce qui oblige à faire d'importants travaux de régularisation. Afin de tirer de ces sommes dépensées le maximum de profit, on multiplie souvent les centrales sur un même cours d'eau régularisé.

Il est possible d'exploiter mieux les centrales construites sur des cours d'eau non régularisés en les interconnectant avec celles des cours d'eau régularisés et en utilisant les premières pour produire l'énergie de base (par opposition à l'énergie de pointe). De petites stations, pour lesquelles il serait trop cher d'entretenir du personnel sur place, sont commandées à distance par les grosses centrales.

Pour exploiter économiquement les grandes centrales hydroélectriques, on installe le plus souvent dans leur voisinage d'importants centres d'industrie. Sous ce rapport la question de production de vapeur à l'aide d'énergie électrique prend une grosse importance.

Par une vaste politique de jonction des réseaux de transmission d'énergie entre eux, on poursuit la possibilité de répartir favorablement les charges,

et de simplifier les réserves de puissance installée; on recherche à rendre plus avantageuse l'installation de nouveaux groupes de machines ou de nouvelles parties de stations en compensant les différences des productions simultanées de différents réseaux alimentés par énergie hydraulique.

Pour faciliter la collaboration des réseaux reliés entr'eux on institua des sociétés fondamentales.

Rapport No. 262: Power Costs and Trends in the United States (U.S.A.)
L. W. W. Morrow

Par suite des applications de plus en plus variées de l'électricité, le nombre d'heures d'utilisation s'est accru d'année en année dans les centrales et les réseaux de distribution. Les progrès dans la technique du chauffage ont eu pour conséquence un sérieux abaissement des dépenses de production; il est devenu économiquement possible d'étendre les réseaux à tel point que l'on peut pratiquement disposer d'énergie électrique en tout lieu du territoire. Les hautes pressions (85 at) sont utilisées de plus en plus. Par suite des conditions favorables existant pour les centrales thermiques, le développement des centrales hydrauliques se fait au ralenti.

Les dépenses de combustible qui constituent dans les centrales thermiques la fraction la plus importante de la dépense totale de production (50 à 80%) deviennent en général proportionnellement plus faibles avec la puissance croissante des centrales. L'expérience semblerait cependant démontrer qu'au-delà d'une certaine puissance de la centrale, ce pourcentage de dépense en combustible ne peut plus se réduire davantage. Au-delà de cette puissance-limite l'intérêt d'un nouvel accroissement de la puissance des centrales devient par conséquent douteux, surtout si l'on tient compte des difficultés croissantes de la transmission de l'énergie et des perturbations atmosphériques.

Les conditions de fourniture de courant sont à peu près les mêmes dans tous les Etats-Unis. Le prix du kWh ne comptera donc pas parmi les facteurs déterminants du choix d'un nouvel emplacement d'usine.

Rapport No. 365: Die Einführung von Wechselstrom in Stockholm (Schweden)
Ing. N. Forssblad

En 1927, on prit la décision d'abandonner, pour les nouvelles installations dans une certaine mesure et notamment dans la banlieue, le système de distribution en courant continu de 2 × 220 V qui avait été utilisé jusque là, pour passer au courant alternatif de 50 périodes et 220/127 V. La distribution est établie pour pouvoir être portée à 380/220 V sans modifications.

Pour limiter, dans le réseau à haute tension, le parcours des courants de court-circuit, ce réseau est établi d'une façon aussi fractionnée que possible. Dans ce but, les barres omnibus des centrales et des sous-stations sont séparées en tronçons par des bobines de self-induction.

Pour assurer au service électrique une grande sûreté de fonctionnement, toutes les stations de transformateurs de 6.000/220/127 V reçoivent

deux transformateurs qui sont alimentés chacun par un propre câble à haute tension. Ces stations sont reliées entre elles par deux câbles à haute tension et plusieurs câbles à basse tension qui traversent les endroits de plus forte consommation. Les consommateurs de haute tension et les transformateurs auxiliaires alimentant les sections proches du réseau à basse tension sont branchés sur les deux câbles à haute tension et sur les câbles à basse tension.

En cet endroit, je voudrais signaler un livre qui vient de paraître «Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung» du Dr. O. v. Miller. Cet ouvrage n'est pas présenté à la Conférence Mondiale de l'Energie, mais nous avons été avisés officiellement de son apparition. Sur la base d'une série de rapports il traite la question de la distribution de l'énergie électrique en Allemagne.

Développement

Les besoins d'énergie électrique ont augmenté dans tous les pays, sans que l'on ait pu constater que l'état définitif soit atteint. La production de l'énergie électrique est centralisée autant que possible dans de grosses unités, de sorte qu'en moyenne la puissance disponible dans une centrale déterminée est en croissance.

Chaque nation cherche à exploiter les sources d'énergie nationales. Dans ce but, différents pays élaborent et exécutent des projets d'ensemble pour la distribution de l'énergie électrique sur leur territoire.

Dans les grandes centrales de production, la vapeur tient la première place.

Les moteurs Diesel seront utilisés pour couvrir les pointes dans de petites stations dans les régions à population clairsemée ou difficilement accessibles, ou encore dans les régions productrices d'huiles minérales.

Tous les pays propriétaires de forces hydrauliques exploitables en poursuivent la mise en valeur.

En liaison avec la centralisation de la production, on fait progresser l'aménagement des réseaux de distribution, le plus souvent dans le cadre d'un plan d'ensemble pour tout le pays. On cherche à interconnecter entre eux sur la plus grande échelle possible les différents centres de production et les réseaux de distribution. Aucun indice n'a encore décidé jusqu'à quelle limite cette politique d'augmentation de la puissance unitaire des centrales et d'interconnexion des réseaux entre eux conserverait le bénéfice de ses avantages économiques.

A cause de l'importance des puissances que l'on interconnecte, il faut des mesures spéciales pour conserver la stabilité électrique stable entre les différents réseaux reliés. On le fait à l'aide de modifications adéquates dans la construction des génératrices et de leurs excitatrices.

Les capacités des organes de distribution, c'est-à-dire leur puissance et leur rapidité d'action, ont été augmentées.

On préfère le courant continu pour les petites installations et le triphasé pour les grandes centrales. Quand, dans un réseau, on abandonne le courant continu pour le triphasé, on recherche une grande sécurité de marche dans ce nouveau système par une alimentation multiple des différents endroits.

Les principales économies ont été réalisées par les progrès de la technique de chauffe, de sorte qu'il a été possible de réduire partout le prix de l'énergie électrique. Il en est résulté une augmentation considérable de la consommation de courant par les industries.

Propositions de discussion

Dans la discussion, nous proposons de traiter les questions suivantes:

1. Jusqu'à quelle limite y a-t-il des avantages économiques à accroître la puissance d'une centrale ?
2. Jusqu'à quelle limite y a-t-il des avantages à interconnecter les réseaux de distribution d'énergie électrique ?
3. Dans quelle mesure la collaboration internationale des centres de production et des réseaux de distribution est-elle nécessaire, et jusqu'à quel point présente-elle un avantage économique ?

Einzelprobleme der Elektrizitätswirtschaft verschiedener Länder

Dr.-Ing. Adolph

An der Diskussion nahmen die folgenden 11 Herren teil:

Ascher, R., Dipl.-Ing. Compania Hispano-Americana de Electricidad, Buenos Aires, Balcarce 184.
Beaubien, de Gaspé, Cons. Eng. de Gaspé Beaubien & Co., Montreal, 600 St. Catherine St. W.
Gaby, F. A., Chief Eng., Hydro-Electric Power Commission of Ontario, Toronto, 190 University Avenue.
Gale, G. G., Vice-Pres. Gatineau Power Company, Ottawa, 140 Wellington Street.
Grob, C. H., Dr. Ing., Zürich, Dienerstr. 28.
Jacobini, O., Ing., Ministero dello Communicazioni, Rom.
Koukel-Krajewsky, S. A., Prof., Hauptverwaltung für Energiewirtschaft des Obersten Volkswirtschaftsrates, Moskau, Pl. Mogina.
Murphy, J., El. Eng., Government of Canada, Ottawa, W. P. C. Secretarys Office.
Rich, Th., Barrister & Techn. Writer for Electr. Times, Woldingham, Surrey, Dibmarton Cottage.
Sacchi Lodispoto, T., Dr., Avvocato, Ministero del Lavori, Publici, Rom.
Weiz, B., Dipl.-Ing., Privatdoz., Zentrales Stat. Amt der U.d.S.S.R., Moskau, Lussinowskaja 40 w 4.

Die meisten Diskussionsredner sprachen zu Diskussionsvorschlag 1 und 2 gemeinsam. Diese Diskussionsvorschläge lauteten:

1. Bis zu welcher Grenze bietet die Vergrößerung von Erzeugungsanlagen wirtschaftliche Vorteile?
2. Bis zu welcher Grenze ist Kupplung von Übertragungssystemen vorteilhaft?

Diskussionsvorschlag

3. Inwieweit ist internationale Zusammenarbeit von Erzeugungs- und Übertragungsanlagen erforderlich und wirtschaftlich vorteilhaft?

wurde in der Diskussion nicht behandelt.

Koukel-Krajewsky-Russland führte zu den Diskussionsvorschlägen aus, daß die Grenzen für die Zentralisierung der Krafterzeugung und oft auch die Grenzen für die Leistung einzelner Großkraftwerke hauptsächlich von dem Stromverbrauch je Einheit der Bodenfläche abhängig sind. Bei dem heutigen Stand der Technik ist es jedoch noch nicht möglich, auf die Diskussionsfragen eine generelle Antwort zu geben, insbesondere da die verschiedenartigen Verhältnisse in den einzelnen Ländern von entscheidender Bedeutung sind. Z. B. ist in den U.d.S.S.R. die Grenze für den

Ausbau einzelner Großkraftwerke sehr oft durch die Menge des vorhandenen Kühlwassers gegeben. Außerdem muß sich z. B. bei Torfkraftwerken die Kraftwerksgröße nach der Menge der Brennstoffvorräte richten. Das größte Torfkraftwerk Rußlands hat eine Leistung von 136000 kW; in einzelnen Fällen sind Torfkraftwerke bis 250000 kW möglich.

Ascher-Argentinien wies im Anschluß an den Bericht des Herrn Wilken, Nr. 383, darauf hin, daß die geringe Bevölkerungsdichte Argentiniens vorläufig eine Zentralisierung der Stromerzeugung nur in sehr beschränktem Maße gestattet. Infolgedessen steht auch die Ausnutzung vorhandener Naturkräfte noch in bescheidenen Anfängen. Naturkräfte sind jedoch hinreichend vorhanden; so übertreffen die Fälle des Iguazu, in einer Entfernung von 1100 km von Buenos Aires, die Niagarafälle an Leistungsfähigkeit. Man hat auch die Möglichkeit des Baues von Flutkraftwerken in Buchten des Atlantischen Ozeans studiert und gefunden, daß derartige Projekte praktisch durchführbar sind. Vorläufig ist jedoch die Übertragung in den dünn besiedelten Gebieten unwirtschaftlich. Bezüglich der Kupplung von Wärme- und Wasserkraftwerken besteht das Projekt, die hydraulischen Kräfte Mendozas und Cordobas bis nach Rosario zu leiten. Buenos Aires selbst besitzt zur Zeit Kraftwerke von 280000 und 100000 kW; eines derselben ist für eine Endleistung von 630000 kW geplant.

Sacchi Lodispoto-Italien berichtet über den Ausbau der Elektrizitätserzeugung in Italien. Da Italien fast keine Kohlenbergwerke besitzt, ist der Hauptnachdruck auf den Ausbau der Wasserkräfte gelegt worden. Die Wasserkräfte der Alpen und des Apennin, die sich dem zeitlichen Auftreten der Wassermengen nach ergänzen, sind miteinander gekuppelt. Vorhandene thermo-elektrische Zentralen spielen nur eine ergänzende Rolle. Die gesamte Leistungsfähigkeit aller Kraftwerke Italiens beträgt zur Zeit etwa 3900000 kW; 3200000 kW hiervon sind Wasserkraftwerke.

Im Jahre 1928 wurden fast 10 Milliarden kWh, d. h. 258 kWh je Einwohner und 32000 kWh je qkm erzeugt.

Der Bedeutung der Wasserkräfte gemäß ist der Ausbau von Staubecken stark gefördert worden. Zur Zeit sind 140 Staubecken mit einem Fassungsvermögen von 1,5 Milliarden cbm in Betrieb; 38 Staubecken, die weitere 332 Millionen cbm fassen, befinden sich im Bau.

Jacobini-Italien berichtet im Anschluß an Lodispoto über den Ausbau und Betrieb der elektrischen Staatseisenbahnen Italiens. Zur Zeit befinden sich 1700 km im Betrieb und 100 km im Bau, die 1932 fertiggestellt werden sollen. Der Arbeitsverbrauch beträgt etwa 1 Million kWh täglich. Zwei Drittel der von den Bahnen benötigten Energie wird von nicht bahneigenen Werken geliefert. Eine möglichst große Anzahl von Wasser- und Dampfkraftwerken privaten, öffentlichen und industriellen Charakters sind zur Versorgung der Bahnen herangezogen und miteinander gekuppelt. Hierdurch wird eine vorzügliche Ausnutzung der beteiligten Werke erreicht.

Rich-England weist darauf hin, daß die Notwendigkeit großer Übertragungssysteme in den einzelnen Ländern örtlich entschieden werden

muß und daß sich hierfür keine generelle Formel finden läßt. Z. B. ist in Deutschland, Frankreich und Italien die Ausnutzung der großen Wasserkräfte und Braunkohlenlager nur durch Errichtung von Kraftwerken unmittelbar am Ort des Vorkommens und durch Bau großer Übertragungssysteme möglich. Für Länder mit ähnlichem Charakter sind daher ausgedehnte Übertragungssysteme zur Kupplung der einzelnen Erzeugungszentren elektrischer Energie eine wirtschaftliche Notwendigkeit.

Anders liegen die Verhältnisse z. B. in England, wo über das ganze Land verteilt ausreichende Kohlenlager anzutreffen sind. Es wird daher die wirtschaftliche Notwendigkeit für die Errichtung einer nationalen Sammelschiene vielfach als problematisch betrachtet. Eine große Reihe von Sachverständigen ist der Ansicht, daß die Investierung so großer Kapitalien, wie sie für den zur Zeit in Durchführung begriffenen Ausbau der Übertragungssysteme erforderlich sind, nicht gerechtfertigt erscheint.

Gaby-Kanada berichtet, daß die außerordentlich großen, durch ausgedehnte Übertragungssysteme gekuppelten Kraftwerksleistungen nur mittels dieser Kupplungssysteme so günstig ausgenutzt werden können, wie es tatsächlich der Fall ist. Er weist in diesem Zusammenhang auf die vorzüglichen Ergebnisse hin, die sich hinsichtlich hohen Belastungsfaktors und Senkung der durchschnittlichen Kosten je kWh beim Abnehmer haben erzielen lassen.

In Ontario besteht ein Gesetz, nach dem alle elektrischen Geräte geprüft und zugelassen werden müssen, bevor sie zum Verkauf an die Öffentlichkeit freigegeben werden.

Gale-Kanada bestätigt die Ausführungen von Gaby bezüglich der Gatineau Power Co. Die 3 miteinander gekuppelten großen Wasserkraftwerke dieser Gesellschaft sind seit 2—3 Jahren ohne Störung im Betrieb. Auch die Übertragungs- und Verteilungssysteme haben gute Betriebsergebnisse gezeigt; die Anzahl der Störungen stand im umgekehrten Verhältnis zur Höhe der Spannung. Insbesondere hat sich an den 220000 V-Übertragungslinien keine Störung gezeigt.

Murphy-Kanada berichtet über die enge Zusammenarbeit zwischen Konstrukteuren und Betriebsleuten von elektrischen Starkstromleitungen einerseits und Telephon- und Telegraphensystemen andererseits. Diese wird durch ein Gesetz gefördert, das dem Eisenbahn-Komitee (Board of Railway Commissioners) in den meisten Streitfällen die Möglichkeit an die Hand gibt, eine Einigung der Parteien auf gütlichem Wege oder zwangsweise herbeizuführen.

Beaubien-Kanada berichtet über das unterirdische Verteilungssystem der Stadt Montreal. Infolge der raschen Entwicklung dieser Stadt war es unmöglich geworden, die Verteilung der Elektrizität weiterhin mit Freiluftleitungen vorzunehmen. Die Verhältnisse waren so schwierig, daß in einem Fall 8 verschiedene Mastlinien durch eine Straße geführt werden mußten. Ein zum Studium dieser Fragen eingesetztes Komitee entschied sich für den Bau von Untergrundkanälen zur Aufnahme aller Kabel und Zubehörteile. Alle Leitungen für Starkstrom- und Signal-

systeme mit Spannungen bis zu 6600 V werden in gemeinsamen Kanälen verlegt.

Weiz-Russland behandelt in seinem Vortrag eingehend die Kennziffern, die in den verschiedenen Ländern zur Kennzeichnung des Grades der Energiefizierung der Industrie angewandt werden. Er weist darauf hin, daß die Grundzahlen, auf denen die Ziffern errechnet werden, in den einzelnen Ländern verschieden sind, so daß gerade in diesem wichtigen Punkt ein internationaler Vergleich unmöglich wird. Er schlägt vor, das Niveau der Energieausrüstung der Industrie und seinen Einfluß auf ihre Produktivität dadurch zu kennzeichnen, daß man die gesamte Leistung der Kraftmaschinen, die zum Antrieb der Arbeitsmaschinen dienen, als Leistungskennzahl benutzt. Er bemerkt gleichzeitig, daß für die Erforschung der Faktoren der Produktivität der Arbeit der Koeffizient der tatsächlichen Energieausrüstung in wirtschaftlicher Hinsicht eine größere Bedeutung hat. Dieser wird als das Verhältnis des tatsächlichen Energieverbrauchs im Betrieb (kWh oder PSh) zur Arbeitsstundenzahl der Arbeitenden dargestellt.

Zur Feststellung des Standes der Elektrifizierung der Industrie in den verschiedenen Ländern schlägt der Redner vor, folgende Angaben zu unterscheiden:

1. Das Niveau der Elektrifizierung der primären Kraftmaschinen der einzelnen Industriezweige.
2. Das Niveau der Elektrifizierung der Arbeitsmaschinen:
   a. der Leistung nach, d. h. nach dem Verhältnis der Leistung der Elektromotoren zu der Gesamtleistung der zum Antrieb von Arbeitsmaschinen bestimmten Motoren,
   b. der Arbeit nach, d. h. nach dem Verhältnis der von Elektromotoren verbrauchten Arbeit zu der gesamten, von allen Arbeitsmaschinen verbrauchten, mechanischen und elektrischen Energie.

Endlich muß der zusammenfassende Koeffizient der wirklichen Elektrifizierung für das Verhältnis der gesamten elektrischen Energie zu der gesamten (mechanischen und elektrischen) Energie berücksichtigt werden.

Grob-Schweiz weist auf seinen Vorschlag zur Gründung einer Schweizerischen „Elektrizitäts-Union A.-G." in Form eines „Eidgenössischen Elektrizitätskonzerns" ohne finanzielle Beteilung des Bundes, jedoch unter Kontrolle des Bundes durch eine „Schweizerische Energiewirtschaftskommission" hin. In der Begründung wird auf die Notwendigkeit hingewiesen, gute Ausnutzung der bestehenden Wasserkraftanlagen, planmäßigen Ausbau der noch vorhandenen Wasserkräfte, Verbesserung der Verteilung elektrischer Energie auf Haushalt, Landwirtschaft, Gewerbe und Industrie, Entwicklung des Energieexportes und -importes und Wahrung staatspolitischer Interessen durch ein übergeordnetes Organ zu fördern.

Gesamtergebnis der Diskussion

In den Berichten, die der Fachsitzung zugrunde liegen, werden in der Hauptsache statistische Angaben über die Entwicklung der Elektrizitätsversorgung einzelner Länder gemacht. In der Diskussion wurden diese Angaben ergänzt.

Über die Frage der wirtschaftlichen Grenzen von Großkraftwerken und Übertragungssystemen brachte die Diskussion keine Klärung, jedoch wurde auf Gesichtspunkte hingewiesen, die für diese Grenzen bestimmend sind, wie z. B. Bevölkerungsdichte des zu versorgenden Gebietes, Lage der Brennstoffvorräte und Umfang der Brennstoff- und Wasservorräte. Aus Berichten und Diskussionsbeiträgen geht hervor, daß alle Länder bestrebt sind, durch Kupplung ihrer Krafterzeugungsanlagen und günstigsten Einsatz derselben nach den Eigentümlichkeiten ihres Betriebes und ihrer Belastung eine möglichst gute Ausnutzung der vorhandenen Naturkräfte zu erzielen.

Sehr beachtlich sind die Vorschläge von Weiz, die sich auf Schaffung einheitlicher internationaler Kennzahlen für die Energieausrüstung und Elektrifizierung der Industrie beziehen.

Wertvoll sind auch die Hinweise auf gesetzgeberische Maßnahmen in Zusammenhang mit der Elektrizitätswirtschaft, die von einzelnen Diskussionsrednern gegeben wurden.

Result of Discussion

In the reports, which formed the basis of the technical session, statistical statements were principally made on the development of the production and supply of electricity in the different countries. These statements were supplemented in the discussion.

The discussion did not afford any solution of the problem of the economic limits of large power stations and transmission systems, but attention was drawn to points which are decisive factors for those limits such as, for instance, the density of population, location of the fuel supplies and extent of the supply of fuel and water. From the reports and the contributions to the discussion it was seen, that countries are endeavouring to attain the highest possible utilisation of the existing natural power resources by interconnecting their power generation stations and by most favorable operating according to the pecularities of their works and their load.

It is worth considering the *Weiz'* proposals, which refer to the creation of uniform international index numbers for the power equipment and electrification of industry.

The references to the legislative measures in connection with electricity supply, which were made by some contributors to the discussion, were also valuable.

Résultat de la discussion

Les rapports formant la constitution de la section technique contiennent principalement des données statistiques quant au dévelopement de

3633

la distribution d'électricité dans divers pays. La discussion a complété ces données.

En ce qui concerne la question des limites économiques de grandes centrales et de réseaux de transmission, la discussion n'a pas fourni d'éclaircissement, mais on a attiré l'attention sur les points de vue qui déterminent ces limites, par exemple la densité de la population du territoire à desservir, la position des approvisionnements en combustibles et l'importance des quantités de combustibles et d'eau disponibles. Les rapports et les contributions à la discussion montrent que tous les pays s'efforcent d'obtenir la meilleure exploitation possible des forces naturelles existantes, et cela par interconnexion des installations de production d'énergie et en les faisant rentrer le plus avantageusement dans leurs plans selon les caractéristiques de leurs services et de leur charge.

Très à considérer sont les propositions de Weiz quant à l'établissement d'indices internationaux uniformes pour l'équipement énergétique et l'électrification de l'industrie.

De grande importance sont les indications de divers participants à la discussion se référant à des mesures législatives en relation avec la production et la distribution d'électricité.